Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale,, n. 189 del 16 agosto 2007 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Giovedì, 16 agosto 2007** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06 85081

N. 181

AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 163/07, 167/07, 171/07, 172/07, 175/07, 178/07, 181/07, 182/07, 193/07, 195/07.

SOMMARIO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

DELIBERAZIONE 2 luglio 2007.

Disposizioni urgenti in materia di conferimenti presso i punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 17 luglio 2002, n. 137/02. (Deliberazione n. 163/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 2 luglio 2007

Visti:

- il regolamento n. 1775/2005 del 28 settembre 2005 del Parlamento europeo e del Consiglio;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), n. 137/02 (di seguito: deliberazione n. 137/02);
- la deliberazione dell'Autorità 1 luglio 2003, n. 75/03, di approvazione del codice di rete della società Snam Rete Gas S.p.A.;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005, n. 166/05 (di seguito: deliberazione n. 166/05);
- la deliberazione dell'Autorità 9 novembre 2005, n. 234/05 (di seguito: deliberazione n. 234/05);
- la deliberazione dell'Autorità 16 novembre 2006, n. 254/06 (di seguito: deliberazione n. 254/06);
- la deliberazione dell'Autorità 15 maggio 2007, n. 115/07 di approvazione del codice di rigassificazione della società GNL Italia S.p.A. (di seguito: codice di rigassificazione);
- la deliberazione dell'Autorità 27 febbraio 2007, n. 45/07 (di seguito: deliberazione n. 45/07);
- il documento per la consultazione "Modifica e integrazione dei criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto di gas naturale di cui alla deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005, n. 166/05" del 28 giugno 2006 (di seguito: documento per la consultazione 28 giugno 2006).

Considerato che:

- l'Autorità, con la deliberazione n. 234/05, ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale di cui alla deliberazione n. 166/05 e in materia di accesso e di erogazione del servizio di trasporto di cui alla deliberazione n. 137/02;
- nell'ambito del suddetto procedimento, l'Autorità ha diffuso il documento per la consultazione 28 giugno 2006, nel quale ha prospettato tra l'altro le seguenti misure, riguardanti i punti di entrata interconnessi con l'estero, finalizzate a consentire la massimizzazione delle importazioni nei periodi critici per l'approvvigionamento del sistema:
  a. conferimenti di capacità di durata inferiore all'anno da effettuarsi all'inizio dell'anno termico con riferimento a periodi predeterminati di durata semestrale, trimestrale e mensile, e previsione di corrispettivi infrannuali che favoriscano l'acquisto di capacità nei mesi invernali;
  b. rilascio obbligato da parte degli utenti del sistema di trasporto delle capacità non programmate su base mensile per nuove assegnazioni da parte dell'impresa di trasporto;
  c. introduzione di conferimenti di capacità in corso d'anno termico su base mensile, secondo una procedura concorsuale organizzata dall'impresa maggiore di trasporto, per l'assegnazione:
     - delle capacità di trasporto rimaste disponibili a seguito dei conferimenti di inizio di anno termico e dei conferimenti annuali effettuati in corso d'anno termico;
     - delle capacità di trasporto rilasciate da parte degli utenti di cui alla lettera (b);
- le osservazioni pervenute in esito alla consultazione di cui al precedente alinea hanno evidenziato:
  - in merito alle proposte di cui alla lettera (a), una generale condivisione del principio della introduzione di conferimenti di durata inferiore all'anno termico;
  - in merito alle proposte di cui alla lettera (b), elementi di criticità circa il rilascio obbligato di capacità su base mensile, derivanti dalla esigenza manifestata dagli utenti di poter usufruire delle flessibilità contrattuali previste nei propri contratti di importazione disponendone anche tramite la programmazione inframensile;
  - in merito alle proposte di cui alla lettera (c), una generale condivisione in linea di principio di un meccanismo concorsuale per l'assegnazione delle capacità residue in corso d'anno termico, ma alcune perplessità in relazione alla procedura proposta in consultazione;
- con la deliberazione n. 254/06 l'Autorità ha disposto, in via transitoria e urgente per l'inverno 2006-2007, modalità per il rilascio e la riallocazione delle capacità non utilizzate presso i punti di interconnessione con l'estero, in applicazione delle disposizioni decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 agosto 2006, finalizzate alla massimizzazione delle importazioni per l'inverno 2006-2007;

- con la deliberazione n. 45/07 l'Autorità ha integrato la deliberazione n. 166/05, introducendo, limitatamente ai punti di entrata interconnessi con l'estero, corrispettivi di capacità infrannuale, dimensionati in ragione della durata del conferimento e della stagionalità dello stesso, per un periodo di due anni a partire dall'anno termico 2007-2008;
- l'attuale disciplina del conferimento di capacità di trasporto contenuta nella deliberazione n. 137/02 prevede, tra i requisiti per l'accesso al sistema di trasporto, la dimostrazione della titolarità di contratti di importazione di durata e per quantità coerenti con la capacità richiesta, nei limiti della massima durata consentita per i conferimenti pluriennali.

Ritenuto che:

- sia necessario, a completamento della disciplina introdotta con la deliberazione n. 45/07, prevedere conferimenti di durata inferiore a un anno termico e in tal senso integrare la disciplina dell'accesso contenuta nella deliberazione n. 137/02 e nei codici di rete per l'attività di trasporto;
- sia necessario contemperare l'esigenza, manifestata dagli operatori nella fase di consultazione, di poter disporre della capacità di trasporto conferita in funzione dei propri contratti di importazione, con la necessità di un utilizzo efficiente dei margini di capacità di trasporto in considerazione dell'attuale momento di carenza delle infrastrutture di importazione; ciò anche in coerenza con le misure di massimizzazione delle importazioni che potrebbero essere richieste dal Ministero dello sviluppo economico nell'evenienza di situazioni di emergenza del sistema nazionale;
- sia opportuno prevedere, in conseguenza a quanto indicato nei precedenti alinea, una disciplina del conferimento della capacità di trasporto nei punti di entrata interconnessi con l'estero di durata non superiore all'anno strettamente legata alle effettive disponibilità di gas in importazione, determinate considerando la durata e le quantità dei contratti di importazione;
- sia opportuno prevedere in particolare, limitatamente ai punti di entrata interconnessi con l'estero, che l'impresa di trasporto effettui conferimenti di durata inferiore a un anno con i seguenti criteri e modalità:
  a. all'inizio dell'anno termico, contestualmente all'assegnazione della capacità di trasporto di durata annuale e con decorrenza a partire dall'inizio dell'anno termico, ovvero con decorrenza ad anno termico avviato, nel solo caso di contratti pluriennali il cui inizio è previsto in corso d'anno termico;
  b. in corso di anno termico, con decorrenza a partire dal mese successivo al mese in cui è effettuato il conferimento;
  c. nel rispetto di un ordine di priorità che privilegia i conferimenti di maggiore durata;
  d. per una durata complessiva del conferimento, annuale ovvero inferiore all'anno, non eccedente la durata dei contratti di importazione;

e. considerando inclusi nella durata di un contratto di importazione, ai fini del criterio di cui alla precedente lettera d., i mesi all'interno dei quali ricadono la data di decorrenza e/o di conclusione del medesimo contratto;

- sia necessario prevedere il monitoraggio delle fasi di conferimento come delineate nei precedenti alinea, a partire dall'anno termico 2007-2008, al fine di valutare l'efficacia delle misure disposte e individuare possibili integrazioni e migliorie, anche tramite ulteriori fasi di consultazione;
- sia opportuno rimandare la definizione delle modalità di rilascio e di riallocazione delle capacità di trasporto presso i punti di entrata interconnessi con l'estero, in considerazione di quanto indicato al precedente alinea, nonché al fine di tenere conto delle eventuali misure che saranno predisposte dal Ministero dello sviluppo economico in previsione del prossimo inverno ai fini della sicurezza del sistema nazionale del gas

DELIBERA

1. di disporre le seguenti modifiche e integrazioni alla deliberazione n. 137/02:

 a. all'articolo 8, dopo il comma 8.2, sono inseriti i seguenti commi:

 "8.2.1 La richiesta di conferimento della capacità di trasporto di tipo annuale ovvero inferiore all'anno di cui all'articolo 9, limitatamente ai punti di entrata interconnessi con l'estero deve essere formulata con riferimento a quote di capacità e, oltre ai dati di cui ai precedenti commi, deve contenere:

 a) le quote di capacità richiesta, il periodo per cui ciascuna quota è richiesta e le quantità contrattuali massime giornaliere contenute nel contratto, ovvero nei contratti di importazione contigui considerati nel loro insieme, cui la medesima quota si riferisce;

 b) l'indicazione dei servizi di trasporto annuale e/o di durata inferiore a un anno di cui alla deliberazione n. 166/05 corrispondenti a ciascuna quota di capacità di cui alla lettera a).

 8.2.2 Ciascuna quota di capacità di cui al comma 8.2.1, lettera a) è costante per tutto il periodo di cui alla medesima lettera a).

 8.2.3 La somma delle quote di capacità richieste con riferimento ad un contratto, ovvero a contratti di importazione contigui considerati nel loro insieme, non può eccedere in nessun mese la capacità massima giornaliera complessiva dei medesimi contratti.

 8.2.4 In caso di variazioni della capacità massima giornaliera di un contratto all'interno di un mese si considera per tutto il mese un valore pari al valore più elevato nel mese.

8.2.5 Ai fini della richiesta di cui al comma 8.2.1 si considerano inclusi nel periodo di validità di un contratto di importazione i mesi all'interno dei quali ricadono la data di decorrenza e/o di conclusione del medesimo contratto.";

b. all'articolo 9, il comma 9.2.1 è sostituito dal seguente:

"9.2.1 La capacità di trasporto che non sia stata conferita entro i termini di cui al comma 9.1, lettera b), può essere richiesta entro il settimo giorno lavorativo del successivo mese di settembre e viene conferita con effetto dall'1 ottobre del medesimo anno per l'intero anno termico, ovvero, limitatamente ai punti di entrata interconnessi con l'estero, anche per periodi inferiori a un anno, con effetto:

a) dall'1 ottobre del medesimo anno, nel rispetto delle priorità di cui al comma 9.4;

b) dal primo giorno del mese in cui è compresa la data di decorrenza del contratto di importazione ovvero di incremento della capacità del medesimo contratto, nei casi di cui al comma 9.4, lettera d).";

c. all'articolo 9, i commi 9.3, e 9.4, sono sostituiti dai seguenti:

"9.3 L'impresa di trasporto conferisce nel corso dell'anno termico la capacità che risulti o si renda disponibile nel corso del medesimo anno termico, anche a seguito di incrementi di capacità nonché a seguito di avviamento di nuovi punti di consegna e di riconsegna, con cadenza mensile e con decorrenza:

a) a partire dal mese successivo, ovvero,

b) dal primo giorno del mese in cui è compresa la data di decorrenza del contratto di importazione, nei casi di cui al comma 9.4, lettera d).

A tal fine le richieste devono essere presentate all'impresa di trasporto entro 7 (sette) giorni lavorativi dalla pubblicazione delle capacità di cui al comma 6.1. I conferimenti avvengono secondo le disposizioni contenute nel presente articolo in quanto applicabili.

9.4 Nei punti di entrata interconnessi con l'estero l'impresa di trasporto conferisce la capacità di trasporto con il seguente ordine di priorità:

a) alla capacità richiesta dai soggetti titolari di contratti di tipo *take or pay* sottoscritti anteriormente al 10 agosto 1998, limitatamente alla quantità contrattuale media giornaliera;

b) alla capacità richiesta dai soggetti titolari di contratti pluriennali di importazione diversi da quelli di cui alla lettera a), limitatamente alla quantità contrattuale media giornaliera;

c) alle quote di capacità di cui al comma 8.2.1 di durata annuale, nonché ai soggetti di cui alle lettere a) e b), per la differenza tra la

quantità contrattuale massima giornaliera e la quantità contrattuale media giornaliera;

d) alle quote di capacità di cui al comma 8.2.1 di durata inferiore a un anno termico corrispondenti a contratti di importazione la cui decorrenza ovvero il cui incremento della capacità sia previsto ad anno termico avviato e la cui durata raggiunga almeno la fine dell'anno termico successivo all'anno in cui il conferimento ha effetto;

e) alle quote di capacità di cui al comma 8.2.1 di durata inferiore a un anno termico, con priorità alle quote di maggiore durata all'interno dell'anno termico.";

2. di prevedere che la disciplina della cessione di capacità di cui al capitolo 7 del codice di rete dell'impresa maggiore di trasporto sia integrata individuando la tipologia delle capacità di trasporto oggetto di cessione, con riferimento ai servizi di trasporto di tipo annuale ovvero inferiore all'anno;
3. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo della deliberazione n. 137/02, come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 2 luglio 2007

Il Presidente: Ortis

DELIBERAZIONE 4 luglio 2007.

Modifica della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 febbraio 2005, n. 34/05, in materia di modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e al comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239. (Deliberazione n. 167/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 4 luglio 2007

Visti:

- la direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04);
- la legge 27 dicembre 2006, n. 296 (di seguito: legge n. 296/06), e in particolare l'articolo 1, comma 1120;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- il decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07 recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi, allegato alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, n. 34/05, e sue successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 34/05);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, allegato alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 (di seguito: TIV).

Considerato che:

- ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del DPCM 11 maggio 2004, a far data del 1° novembre 2005, è stato conferito a Terna S.p.A. (nel seguito: Terna) il ramo d'azienda del Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: GRTN) relativo alle attività, le funzioni, i beni, i rapporti giuridici attivi e passivi, ivi inclusa la titolarità delle convenzioni di cui all'articolo 3, commi 8, 9 e 10, del decreto legislativo n. 79/99, ad eccezione, tra l'altro, dei beni, rapporti giuridici e personale afferenti alle funzioni di cui all'articolo 3, commi 12 e 13, e di cui all'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99, nonché le attività correlate di cui al decreto legislativo n. 387/03 (ivi inclusa quindi l'applicazione della deliberazione n. 34/05);
- con effetto dall'1 novembre 2005 il GRTN ha modificato la propria ragione sociale in Gestore del sistema elettrico – GRTN S.p.A. (di seguito: Gestore del sistema elettrico);
- con effetto dall'1 ottobre 2006 il Gestore del sistema elettrico ha modificato la propria ragione sociale in Gestore dei servizi elettrici – GSE S.p.A. (di seguito: GSE);
- con effetti a decorrere dall'1 gennaio 2007, la deliberazione n. 168/03 è stata sostituita dalla deliberazione n. 111/06;
- l'articolo 1, comma 1120, della legge n. 296/06 ha, tra l'altro:
  - abrogato l'articolo 17, commi 1, 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, escludendo quindi i rifiuti non biodegradabili dal trattamento previsto per le fonti rinnovabili;
  - ha soppresso le parole: «o assimilate» all'articolo 22, comma 1, della legge n. 9/91; ha soppresso l'ultimo periodo dell'articolo 22, comma 5, della medesima legge; ha soppresso le parole: «ed assimilate» all'articolo 22, comma 7, della legge n. 9/91; ha soppresso le parole: «e assimilate» dalla rubrica degli articoli 22 e 23 della medesima legge;
- le disposizioni richiamate al precedente alinea comportano, rispettivamente, che
  - per l'energia elettrica prodotta dalla parte non biodegradabile dei rifiuti, si applichino i prezzi e le condizioni previste dalla deliberazione n. 34/05 per l'energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/04;
  - le eccedenze da impianti alimentati da fonti assimilate di potenza maggiore o uguale a 10 MVA non possano più essere ritirate dai gestori di rete applicando le modalità e le condizioni economiche previste dalla deliberazione n. 34/05;
- a partire dall'1 luglio 2007 è venuto meno il mercato vincolato e i meccanismi che regolavano le condizioni di approvvigionamento dell'energia elettrica per tale segmento di mercato, ivi incluso il prezzo di cessione dell'energia elettrica dall'Acquirente unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato di cui all'articolo 30, comma 30.1, del Testo integrato;
- con il TIV l'Autorità ha definito le modalità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali;
- gli elementi indicati nei precedenti alinea comportano la necessità di adeguare la deliberazione n. 34/05.

Ritenuto opportuno:

- modificare la deliberazione n. 34/05:
  a) distinguendo i ruoli di Terna e del GSE, a seguito delle evoluzioni societarie negli anni 2005 e 2006 derivanti dell'applicazione del DPCM 11 maggio 2004;
  b) sostituendo i riferimenti alla deliberazione n. 168/03 con gli equivalenti riferimenti alla deliberazione n. 111/06;
  c) recependo quanto previsto dall'articolo 1, comma 1120, della legge n. 296/06;
  d) coordinando la medesima deliberazione con le disposizioni relative all'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali di cui al TIV;
  e) definendo un prezzo di ritiro dell'energia elettrica transitorio in attesa della completa revisione delle modalità e delle condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 della legge n. 239/04

DELIBERA

1. di modificare la deliberazione n. 34/05 nei punti di seguito indicati:
   - all'articolo 1, comma 1.1, le parole:
     "le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 168/03, le definizioni di cui all'articolo 1 del Testo integrato, nonché",
     sono sostituite dalle parole:
     "le definizioni di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 111/06, le definizioni di cui all'articolo 1 del Testo integrato, le definizioni di cui all'articolo 1 del TIV di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 156/07, nonché";
   - all'articolo 1, comma 1.1, lettere a) e b), la parola "GRTN" è sostituita dalla parola "GSE";
   - all'articolo 1, comma 1.1, lettera a), la frase "L'energia elettrica prodotta dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA alimentati dai rifiuti di cui all'articolo 17, comma 1, del decreto legislativo n. 387/03 rientra nell'ambito di applicazione dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03." è soppressa;
   - all'articolo 1, comma 1.1, lettera b), le parole "da fonti assimilate o" sono soppresse;
   - all'articolo 1, comma 1.1, la lettera c) è sostituita dalla seguente:
     " c) il **GSE** è la società Gestore dei servizi elettrici – GSE Spa;";
   - all'articolo 1, comma 1.1, lettera d), le parole "il GRTN" sono sostituite dalla parola "Terna";
   - all'articolo 1, comma 1.1, dopo la lettera d) è inserita la seguente lettera e):
     " e) **Terna** è la società Terna – Rete elettrica nazionale Spa;";
   - all'articolo 3, comma 3.4, secondo periodo, le parole:
     "Se il gestore di rete alla quale l'impianto è collegato è un'impresa distributrice, il controvalore dell'energia ritirata ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 della legge n. 239/04 viene scomputato dagli acquisti di energia elettrica effettuati dall'impresa distributrice

medesima presso l'Acquirente unico. Se il gestore di rete alla quale l'impianto è collegato è il GRTN o un gestore di rete diverso dalle imprese distributrici, l'Acquirente unico riconosce al medesimo gestore di rete tali soggetti i prezzi di cui all'articolo 4."
sono sostituite dalle parole:
"Se il gestore di rete alla quale l'impianto è collegato è un soggetto esercente la maggior tutela, il controvalore dell'energia ritirata ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 della legge n. 239/04 viene scomputato dagli acquisti di energia elettrica effettuati dal medesimo presso l'Acquirente unico. Se il gestore di rete alla quale l'impianto è collegato non è un soggetto esercente la maggiore tutela, l'Acquirente unico riconosce al medesimo gestore di rete i prezzi di cui all'articolo 4.";

- all'articolo 3, il comma 3.5 è sostituito dal seguente:
  "3.5 Se il gestore di rete alla quale l'impianto è collegato è un soggetto esercente la maggiore tutela che non dispone di un bacino di clienti in maggior tutela nel proprio ambito territoriale sufficiente ad assorbire l'energia ritirata ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 della legge n. 239/04, il medesimo gestore di rete cede la parte eccedente i propri fabbisogni all'Acquirente unico. Per detta energia l'Acquirente unico riconosce al gestore di rete i prezzi di cui all'articolo 4.";
- all'articolo 3, comma 3.7, le parole "il GRTN" sono sostituite dalla parola "Terna";
- all'articolo 3, comma 3.7, lettere a) e b), le parole "dall'articolo 5, comma 2, della deliberazione n. 168/03" sono sostituite dalle seguenti "dall'articolo 4, comma 2, della deliberazione n. 111/06";
- all'articolo 3, comma 3.9, le parole "di cui all'articolo 17, comma 17.1, della deliberazione n. 168/03" sono sostituite dalle parole "di cui all'articolo 17, comma 17.1, della deliberazione n. 111/06, fermo restando quanto previsto dall'articolo 14, comma 14.8, della medesima deliberazione";
- all'articolo 3, comma 3.10, le parole "all'articolo 32 della deliberazione n. 168/03" sono sostituite dalle parole "all'articolo 40 della deliberazione n. 111/06";
- all'articolo 3, comma 3.11, la parola "GRTN" è sostituita dalla parola "GSE";
- all'articolo 4, comma 4.3, lettera b), le parole "prezzo di cui all'articolo 19, comma 19.3, lettera c), della deliberazione n. 168/03" sono sostituite dalle parole "prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera c), della deliberazione n. 111/06";
- all'articolo 5, il comma 5.2 è soppresso;
- all'articolo 7, comma 7.1, le parole "articolo 35, comma 35.2, della deliberazione n. 168/03" sono sostituite dalle parole "articolo 43 della deliberazione n. 111/06";
- all'articolo 7, comma 7.1, lettera b), le parole "o dai rifiuti ammessi a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 17 del decreto legislativo n. 387/03" sono soppresse;
- all'articolo 7, comma 7.2, le parole "di cui all'articolo 35, comma 35.2, della deliberazione n. 168/03" sono soppresse;

- all'articolo 8, il comma 8.1 è sostituito dal seguente:
  "8.1 I prezzi di cui ai commi 4.1 e 4.3, lettera a), vengono pubblicati dall'Acquirente unico nel proprio sito *internet*.";
- all'articolo 8, comma 8.2, le parole "e dell'Autorità" sono soppresse;
- all'articolo 8, commi 8.3 e 8.4, la parola "GRTN" è sostituita dalla parola "GSE";
- all'articolo 8, comma 8.6, le parole "rispetto alla data di pubblicazione ai sensi dell'articolo 33, comma 2, lettera a), del Testo integrato," sono soppresse;
- all'articolo 10, dopo il comma 10.2, è inserito il seguente:
  "10.3 A decorrere dall'1 luglio 2007 e fino al 31 dicembre 2007, i prezzi di cui all'articolo 4, commi 4.1, 4.2 e 4.3, lettera a), così come il prezzo dall'Acquirente unico alle imprese distributrici richiamato all'articolo 5, comma 5.5, sono costanti e pari ai rispettivi valori relativi al mese di giugno 2007.";

2. di prevedere che le modifiche ed integrazioni di cui al precedente punto 1 si applichino con effetti a decorrere dall'1 luglio 2007;
3. di prevedere che, nel caso di convenzioni stipulate ai sensi dell'articolo 3, comma 3.6, della deliberazione n. 34/05, vigenti all'1 gennaio 2007, le modifiche apportate per effetto dell'articolo 1, comma 1120, della legge n. 296/06 si applichino a decorrere dal giorno successivo alla prima scadenza della convenzione e comunque a decorrere dall'1 gennaio 2008;
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo della deliberazione n. 34/05, nella versione risultante dalle modifiche di cui al precedente punto 1.;
5. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) affinché entri in vigore dalla data di pubblicazione.

Milano, 4 luglio 2007

Il Presidente: Ortis

DELIBERAZIONE 11 luglio 2007.

Avviso di procedimento per la definizione di modalità e condizioni per la sostituzione del venditore di energia elettrica ai clienti finali, anche nei casi di criticità di esecuzione dei contratti di fornitura (switching). (Deliberazione n. 171/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione dell'11 luglio 2007

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/54/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04);
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73/07 recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: decreto-legge 18 giugno 2007);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 16 ottobre 2003, n. 118/03, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 118/03);
- la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2005, n. 141/05;
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 3 maggio 2007, n. 106/07;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali a sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07 – decorrenza 1 luglio 2007, approvato con deliberazione n. 156/07 (di seguito: TIV);
- il documento per la consultazione 12 marzo 2007, atto n. 14/07, recante "Orientamenti per la definizione o la revisione della disciplina vigente dei rapporti tra i diversi attori che operano in un mercato elettrico liberalizzato" (di seguito: documento per la consultazione 12 marzo 2007);
- il documento per la consultazione 18 giugno 2007, atto n. 24/07, recante "Determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica fornita ai clienti finali non trattati su base oraria".

Considerato che:

- il decreto-legge 18 giugno 2007 dispone un nuovo assetto del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali, operativo dall'1 luglio 2007 e fino al completo recepimento della Direttiva stabilendo in particolare l'istituzione dei regimi di tutela dei clienti finali nella vendita al dettaglio;
- si sensi del decreto-legge 18 giugno 2007, il TIV ha definito le disposizioni per l'erogazione del servizio di maggior tutela rivolto ad alcune classi di clienti, dotati di minore forza contrattuale, corrispondenti ai clienti finali domestici e ai clienti finali non domestici connessi in bassa tensione con un numero di dipendenti non superiore a 50 ed un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro;
- il TIV ha inoltre previsto le modalità di erogazione del servizio di salvaguardia rivolto a tutti i clienti finali non aventi diritto al servizio di maggior tutela che si trovino senza un venditore sul mercato libero o che non abbiano scelto un proprio venditore;
- l'articolo 4 del TIV stabilisce le modalità di attivazione del servizio di maggior tutela e del servizio di salvaguardia prevedendo tra l'altro che nel caso in cui un cliente si trovi senza un venditore sul mercato libero e, di conseguenza, senza un contratto di dispacciamento in vigore con riferimento a uno o più punti nella propria titolarità, l'impresa distributrice debba provvedere ad inserire d'ufficio i medesimi punti nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente unico per i clienti ammessi in maggior tutela e nel contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia per i clienti ammessi in salvaguardia;
- l'articolo 9 della deliberazione n. 118/03 disciplina la sostituzione del venditore di energia elettrica ad un singolo cliente finale, stabilendo che il passaggio di un punto di prelievo da un utente del dispacciamento ad un nuovo utente del dispacciamento (di seguito: switching) sia efficace a partire dal primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui perviene la comunicazione all'impresa distributrice della variazione e che tali variazioni devono essere comunicate all'impresa distributrice competente per ambito territoriale, unitamente alla documentazione riguardante le variazioni intercorse, all'identificativo del cliente finale, all'identificativo del punto di prelievo associato ed alla data della variazione oggetto della comunicazione rispettivamente da parte del nuovo utente del dispacciamento;
- il documento per la consultazione 12 marzo 2007 ha proposto degli interventi in tema di definizione del processo relativo allo switching, al fine di prevedere regole uniformi che gli operatori devono adottare e le informazioni che devono essere scambiate tra i diversi soggetti interessati allo switching;
- la disciplina relativa allo switching deve essere rivista considerando non solo la necessità di definire il processo relativo allo switching proposto nel documento per la consultazione 12 marzo 2007, ma anche alla luce della necessità di definire una modalità specifica di switching nelle situazioni in cui debba essere attivato o disattivato il servizio di salvaguardia o il servizio di maggior tutela;
- nell'ambito della revisione della disciplina relativa allo switching occorre anche valutare le implicazioni sui diversi operatori del sistema elettrico che le diverse situazioni di criticità di esecuzione dei contratti di fornitura potrebbero indurre, quali ad esempio i casi di fallimento di un venditore sul mercato libero o le diverse situazioni situazioni di sofferenza nei pagamenti dei clienti finali.

Ritenuto che sia necessario:

- avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto la definizione di modalità e condizioni per la sostituzione del venditore di energia elettrica ai clienti finali, anche nei casi di criticità di esecuzione dei contratti di fornitura;
- definire, nell'ambito del procedimento:
  a. la regolazione del processo di switching, stabilendo le regole uniformi che gli operatori devono adottare e le informazioni che devono essere scambiate tra i diversi soggetti interessati allo switching;
  b. la regolazione del processo di switching nelle situazioni particolari in cui il cliente finale debba attivare il servizio di salvaguardia o, se appartenente a particolari classi di cliente finale, il servizio di maggior tutela;
  c. la regolazione del servizio di vendita, dei servizi di dispacciamento, trasmissione, distribuzione e misura nelle situazioni in cui una delle controparti del contratto di vendita non dovesse ottemperare alle proprie obbligazioni assunte nel medesimo contratto

DELIBERA

1. di avviare un procedimento avente ad oggetto la definizione di modalità e condizioni per la sostituzione del venditore energia elettrica (*switching*), anche nei casi di criticità di esecuzione dei contratti di fornitura, e la regolazione del servizio di vendita, dei servizi di dispacciamento, trasmissione, distribuzione e misura nelle situazioni in cui una delle controparti del contratto di vendita di energia elettrica non dovesse ottemperare alle obbligazioni assunte nel medesimo contratto;
2. di conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati affinché provveda:
   a. alla predisposizione di documenti per la consultazione e di proposte all'Autorità per gli interventi di competenza, in relazione allo sviluppo del procedimento;
   b. all'avvio di un gruppo di lavoro, che coinvolga i soggetti interessati, anche con l'obiettivo di identificare le opportune modalità di interrelazione dei soggetti coinvolti nel processo di *switching*;
   c. ad organizzare incontri, in cooperazione con la Direzione consumatori e qualità del servizio, con il coinvolgimento dei soggetti interessati e delle formazioni associative che ne rappresentano gli interessi, ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti;
3. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 11 luglio 2007 Il Presidente: Ortis

DELIBERAZIONE 12 luglio 2007.

Direttiva per la tutela dei clienti finali di energia interessati da interruzioni prolungate o estese. (Deliberazione n. 172/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 12 luglio 2007

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95); e in particolare l'articolo 2, comma 12, lettere *g)* e *h)*;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legge 23 agosto 2004, n. 239, convertito in legge con modificazioni con la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04, e, in particolare, l'Allegato A (di seguito: Testo integrato della qualità) come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, e, in particolare, l'Allegato A come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2004, n. 83/04 e, in particolare, l'Allegato A recante resoconto conclusivo dell'istruttoria conoscitiva in merito alla interruzione totale del servizio del 28 settembre 2003;
- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04, e in particolare l'Allegato A alla medesima deliberazione;
- le deliberazioni dell'Autorità 11 gennaio 2005, n. 1/05, 9 gennaio 2006, n. 1/06 (di seguito deliberazione n. 1/06) e 8 gennaio 2007, n. 1/07 (di seguito deliberazione n. 1/07);
- la deliberazione dell'Autorità 20 giugno 2006, n. 122/06 (di seguito: deliberazione n. 122/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06 (di seguito deliberazione n. 208/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 209/06 (di seguito deliberazione n. 209/06);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2006, n. 304/06 (di seguito: deliberazione n. 304/06);
- la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2007, n. 155/07 (di seguito deliberazione n. 155/07);
- il documento per la consultazione 18 maggio 2005, concernente "Interruzioni prolungate o estese: nuovi standard di qualità con indennizzi automatici e altre iniziative di prevenzione e mitigazione" (di seguito: primo documento per la consultazione);

- il documento per la consultazione 28 giugno 2006, concernente "Interruzioni prolungate o estese: nuovi standard di qualità con indennizzi automatici e altre iniziative di prevenzione e mitigazione. Orientamenti finali", Atto n. 17/06 (di seguito: secondo documento per la consultazione);
- il documento per la consultazione 15 gennaio 2007 concernente "Interruzioni prolungate o estese: nuovi standard di qualità con indennizzi automatici e strumenti di ristoro ai clienti in caso di eventi eccezionali" Atto n. 2/07 (di seguito: terzo documento per la consultazione);
- il documento per la consultazione 4 aprile 2007 concernente "Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel terzo periodo di regolazione (2008-2011)", Atto n. 16/07;
- le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati a seguito della pubblicazione del primo, del secondo e del terzo documento di consultazione in materia di interruzioni prolungate e estese;
- le osservazioni pervenute all'Autorità dai soggetti interessati a seguito della pubblicazione del documento per la consultazione 4 aprile 2007, Atto n. 16/07;
- la Relazione tecnica al provvedimento predisposta dalla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità, inclusa l'appendice relativa al metodo statistico di identificazione dei periodi di condizioni eccezionali predisposta dal Dipartimento di Matematica del Politecnico di Milano.

Considerato che:

- anche a seguito della conclusione dell'istruttoria conoscitiva sull'interruzione del servizio del 28 settembre 2003, l'Autorità ha avviato fin dal 2005 un complesso processo di studio e di consultazione dei soggetti interessati allo scopo di introdurre nuove forme di tutela dei consumatori per interruzioni prolungate e estese della fornitura di energia elettrica, anche nel segmento della trasmissione elettrica;
- tale processo di studio e di consultazione si è articolato in ben tre fasi, corrispondenti alla diffusione di tre distinti documenti per la consultazione e alla raccolta di osservazioni da parte dei soggetti interessati sulle proposte presentate dall'Autorità;
- le proposte di regolazione delle interruzioni prolungate e estese sono state riformulate, in esito a ogni fase di consultazione, tenendo ampiamente conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e tenendo altresì conto dell'obiettivo, complementare alla tutela dei clienti interessati da interruzioni prolungate e estese, di introdurre stimoli per il miglioramento dei livelli di qualità imputabili alle imprese in relazione a tale tipo di interruzioni;
- in particolare, sulla base delle osservazioni pervenute a seguito della pubblicazione del primo e del secondo documento per la consultazione, l'Autorità ha prospettato nel terzo documento di consultazione una proposta che persegue l'obiettivo duplice di introdurre elementi di tutela dei clienti finali in caso di interruzioni prolungate e estese, anche dovute a eventi eccezionali, e di incentivare le imprese esercenti i servizi di trasmissione e distribuzione ad assicurare il tempestivo ripristino del servizio, nel rispetto delle disposizioni di sicurezza e tenendo conto delle responsabilità attribuibili agli esercenti stessi;

- la proposta formulata nel terzo documento per la consultazione è basata sui seguenti elementi principali:
  a) definizione di standard di qualità relativi al tempo massimo di ripristino dell'interruzione, applicabili ai clienti finali alimentati in media e bassa tensione e differenziati in base al livello di tensione, al tipo di interruzione (con o senza preavviso) e al grado di concentrazione dell'utenza;
  b) introduzione di rimborsi ai clienti finali interessati da interruzioni che si prolungano oltre i suddetti standard, variabili con la durata complessiva dell'interruzione e differenziati in relazione alla tipologia di utenza e al livello di tensione;
  c) criteri di attribuzione degli oneri relativi ai suddetti rimborsi, che sono in capo alle imprese di distribuzione e di trasmissione a titolo di indennizzo automatico salvo l'esistenza di condizioni eccezionali o di motivi di sicurezza che possono prolungare le operazioni di ripristino, nei quali casi i rimborsi vengono erogati a mero titolo di ristoro del disagio subito dalla clientela;
  d) istituzione di un "Fondo per eventi eccezionali" per la raccolta delle somme necessarie all'erogazione dei suddetti ristori, attraverso una contribuzione sia da parte della clientela secondo un principio di mutualità, sia da parte delle imprese distributrici e dell'impresa di trasmissione, in relazione ai livelli di qualità loro imputabili;
  e) definizione di tetti massimi di esposizione delle imprese al rischio derivante dall'erogazione di rimborsi a titolo di indennizzo, differenziati per servizio (distribuzione e trasmissione) e con la previsione di recupero tramite il Fondo di eventuali eccedenze;
  f) definizione di un metodo statistico per l'identificazione dei periodi di condizioni eccezionali;
  g) definizione di una procedura particolare per l'erogazione dei rimborsi nel caso di interruzioni prolungate di particolare estensione;
- nel piano triennale 2006-2008 adottato con la deliberazione n. 1/06 l'Autorità ha indicato l'obiettivo di portare a conclusione entro il 2007 l'iniziativa sulle interruzioni prolungate e estese;
- la decorrenza dei nuovi standard di qualità deve tenere conto del programma di entrata in vigore degli obblighi di registrazione dei clienti alimentati in bassa tensione soggetti a interruzioni, definiti dalla deliberazione n. 122/06;
- la regolazione delle interruzioni prolungate e estese forma parte integrante della regolazione della qualità dei servizi elettrici per il terzo periodo di regolazione (2008-2011), per la definizione della quale è in corso un processo di consultazione nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 209/06;
- al momento non è ancora stato introdotto uno schema incentivante della qualità del servizio di trasmissione, la cui definizione è oggetto del procedimento citato al punto precedente; a tale riguardo sono state ricevute osservazioni scritte al documento per la consultazione 4 aprile 2007, Atto n. 16/07, che richiedono di essere valutate e approfondite;
- gli Uffici dell'Autorità si sono avvalsi del supporto scientifico del Dipartimento di Matematica del Politecnico di Milano per la definizione di un metodo statistico per l'identificazione dei periodi di condizioni eccezionali, e hanno

organizzato un seminario specifico sull'argomento con le imprese distributrici, tenuto a Milano il giorno 18 aprile 2007 per illustrare la metodologia e esaminare le osservazioni specifiche pervenute durante l'ultima consultazione sulle interruzioni prolungate e estese;

- l'Autorità, con deliberazione n. 304/06, ha stabilito un protocollo d'intesa con il Comitato Elettrotecnico Italiano (di seguito: CEI);
- gli Uffici dell'Autorità hanno richiesto al CEI di contribuire con un gruppo di lavoro ad hoc alla predisposizione di linee guida per i piani di emergenza delle imprese di distribuzione di energia elettrica e il CEI ha avviato il suddetto Gruppo di lavoro;
- l'Autorità ha avviato una istruttoria conoscitiva in relazione agli eventi che hanno interessato il sistema elettrico in Sicilia nei giorni 25 e 26 giugno 2007, nel corso dei quali risulta che alcuni utenti abbiano subito interruzioni prolungate.

Considerate le osservazioni pervenute in relazione al terzo documento per la consultazione in materia di interruzioni prolungate e estese, e in particolare che:

- alcuni esercenti non condividono la proposta che le imprese distributrici debbano contribuire al Fondo per gli eventi eccezionali e giudicano comunque eccessive le ipotesi quantitative presentate nel terzo documento di consultazione;
- alcuni esercenti paventano il rischio di penalizzazione plurima nel caso di interruzioni prolungate non ricadenti in periodi eccezionali;
- gli esercenti sollecitano un rinvio della decorrenza del provvedimento e propongono l'applicazione sperimentale, senza effetti economici, per un biennio;
- alcuni esercenti hanno richiesto integrazioni al metodo statistico di identificazione degli eventi eccezionali, per tenere conto anche delle interruzioni con origine sulla rete di bassa tensione;
- alcuni esercenti hanno sollecitato una diversa determinazione degli standard di qualità, in particolare quelli relativi ai clienti alimentati in media tensione e hanno chiesto che non siano introdotti standard relativi alle interruzioni con preavviso;
- le associazioni dei consumatori intervenute nella consultazione hanno valutato come adeguati gli standard proposti;
- alcuni esercenti hanno evidenziato l'insorgenza di oneri aggiuntivi per l'introduzione della nuova regolazione delle interruzioni prolungate o estese, senza peraltro portare elementi oggettivi di quantificazione di tali oneri, e hanno inoltre sollecitato misure per evitare anticipazioni finanziarie eccessive;
- alcuni esercenti hanno sollevato perplessità in merito a una presunta attribuzione di responsabilità oggettiva in relazione all'erogazione di somme ai clienti colpiti da interruzioni prolungate o estese, anche qualora erogate a titolo di ristoro;
- alcuni esercenti hanno richiesto la modifica delle regole di registrazione delle interruzioni sulle reti di alta tensione, per l'attribuzione delle responsabilità in un sistema tecnico sostanzialmente unitario ma suddiviso tra rete di trasmissione nazionale e reti di distribuzione in alta tensione;

- alcuni esercenti hanno richiesto di modificare la proposta relativa ai tempi di erogazione dei rimborsi nel caso di interruzioni estese, per tenere conto dei tempi tecnici necessari;
- l'impresa di trasmissione ritiene priva di giustificazioni una fissazione del tetto economico per il servizio di trasmissione diverso da quello applicato per il servizio di distribuzione.

Ritenuto che:

- per il perseguimento del duplice obiettivo sopra richiamato di tutela dei clienti finali di energia elettrica interessati da interruzioni prolungate o estese nonché di stimolo alle imprese esercenti i servizi di trasmissione e distribuzione ad assicurare il tempestivo ripristino del servizio, nel rispetto delle disposizioni di sicurezza e tenendo conto delle responsabilità attribuibili agli esercenti stessi, sia opportuno dare seguito alla proposta formulata nel terzo documento per la consultazione, tenendo conto delle osservazioni formulate;
- sia opportuno, alla luce delle osservazioni pervenute dai soggetti che hanno partecipato alla consultazione, rivedere alcuni aspetti della proposta formulata nel terzo documento per la consultazione e in particolare:
  a) rivedere, in riduzione rispetto a quanto proposto nella terza consultazione, le aliquote di contribuzione delle imprese di distribuzione al Fondo per eventi eccezionali, e prevedere una prima revisione delle medesime alla luce dei dati di continuità relativi al 2008 che si renderanno disponibili alla fine del mese di marzo 2009;
  b) rinviare al 1° luglio 2009 l'entrata in vigore dei nuovi standard, allo scopo di disporre del periodo fino al 30 giugno 2008 per la sperimentazione, senza effetti economici, delle nuove regole e della possibilità di eventuali revisioni sulla base dei dati relativi al 2008 che si renderanno disponibili il 31 marzo 2009;
  c) evitare penalizzazioni plurime, e a tal fine depurare l'indicatore di riferimento per la regolazione della durata per interruzioni prolungate per le quali sia stato corrisposto un rimborso ai clienti finali a carico dell'impresa esercente;
  d) prevedere alcune integrazioni al metodo statistico di identificazione dei periodi di condizioni eccezionali, come richiesto dagli operatori, nonché la possibilità per gli esercenti di attribuire a eventi eccezionali, sotto la propria responsabilità e con onere di documentazione, le interruzioni occorse al di fuori dei periodi identificati in base al suddetto metodo statistico, qualora tali eventi abbiano provocato danni agli impianti per superamento dei limiti di progetto degli impianti stessi;
  e) prevedere norme che attenuino l'anticipazione finanziaria dei ristori ai clienti per interruzioni occorse in periodi eccezionali o per cause di forza maggiore;

f) prevedere, allo scopo di prevenire inutili reclami e contenziosi, modalità di comunicazione ai clienti che evidenzino che il rimborso ricevuto costituisce una misura forfetizzata di compensazione del disagio subito dal cliente interessato dalla interruzione prolungata, e che non presuppone di per sé la sussistenza di responsabilità da parte degli operatori del sistema elettrico nazionale;
g) rivedere la tempistica di erogazione dei rimborsi, anche in relazione al ciclo di fatturazione;

- anche in presenza di osservazioni contrarie da parte di alcuni operatori sia opportuno confermare alcuni orientamenti già espressi dall'Autorità; in particolare, che:
  a) in tema di determinazione degli standard e dei rimborsi ai clienti, sia opportuno confermare i livelli proposti in consultazione e in particolare l'introduzione di standard relativi alle interruzioni con preavviso, dal momento che il tempo di otto ore per tali interruzioni è largamente compatibile con l'esecuzione di lavori, anche in considerazione della disponibilità di tecnologie per eseguire lavori sotto tensione;
  b) in tema di costituzione del Fondo per eventi eccezionali, sia opportuno confermare che le imprese di trasmissione e di distribuzione contribuiscono all'alimentazione del Fondo in relazione a livelli di qualità loro imputabili per interruzioni prolungate, dal momento che detta contribuzione persegue una funzione incentivante al miglioramento di tali livelli, valutati al netto di effetti relativi a eventi o periodi eccezionali o di casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza;
  c) in tema di attribuzione degli oneri, sia opportuno adottare un criterio di proporzionalità in relazione alla durata di interruzione per i casi in cui, nella stessa interruzione, si sommino diversi effetti, quali ad esempio interruzioni con origine mista sulle reti di trasmissione e distribuzione o casi di sospensione e posticipazione delle operazioni, dal momento che il criterio di proporzionalità è l'unico in grado di assicurare la minimizzazione degli oneri a carico non solo delle imprese ma anche del Fondo stesso, e quindi in ultima analisi dell'intera platea di clienti finali;
  d) in tema di tetto massimo di esposizione al rischio per l'ammontare complessivo degli indennizzi versati ai clienti, sia opportuno differenziare tale tetto massimo tra trasmissione e distribuzione dal momento che si tratta di servizi diversi con effetti diversi in termini di ampiezza dell'utenza interessata dalle disalimentazioni e di durata delle stesse;
- per quanto concerne le modalità di contribuzione al Fondo per eventi eccezionali, sia opportuno:
  a) per i clienti finali, stabilire aliquote contributive inferiori a quelle prospettate nella terza consultazione e tali da prevedere un gettito sufficiente a formare su base annua una capienza pari alla metà circa di un importo, stimato sulla base dei dati disponibili, pari a 40 milioni di euro;
  b) per le imprese di distribuzione, determinare nel presente provvedimento l'aliquota di contribuzione in misura inferiore a quelle prospettate nella terza consultazione e in modo da formare un gettito pari a circa l'altra metà della suddetta somma;

c) per le medesime imprese di distribuzione, prevedere che, nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 208/06 e in particolare della determinazione dei livelli tariffari per il periodo regolatorio 2008-2011, siano inclusi nei costi riconosciuti anche somme equivalenti ai versamenti ragionevolmente prevedibili al Fondo per eventi eccezionali, a livello complessivo nazionale, prevedendo altresì che tali somme debbano essere decrescenti nel tempo tenendo conto della tendenza di miglioramento registrata dai dati relativi all'ultimo triennio disponibile (2004-2006) e debbano essere ripartite alle imprese di distribuzione in ragione della loro dimensione;

d) per l'impresa di trasmissione, rinviare a successivo provvedimento la definizione delle modalità di contribuzione al Fondo, in modo da assicurare coerenza con il nuovo meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione attualmente oggetto di consultazione nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 209/06;

- sia inoltre opportuno rinviare alla conclusione del procedimento avviato con deliberazione n. 209/06:
  a) la revisione delle regole di registrazione delle interruzioni sulla rete di alta tensione, previa presentazione di un apposito schema di provvedimento su cui raccogliere le osservazioni specifiche dei soggetti interessati;
  b) la confluenza delle disposizioni approvate con il presente provvedimento nel Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di qualità dei servizi elettrici per il terzo periodo di regolazione (2008-2011) che verrà redatto in esito all'emanazione dei provvedimenti finali;
- sia opportuno, in virtù della portata innovativa del presente provvedimento, dare mandato al Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio per una prima applicazione del meccanismo, senza effetti economici per le imprese e per i clienti, in relazione agli eventi interruttivi registrati in Sicilia nei giorni 25 e 26 giugno 2007

DELIBERA

1. di approvare, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere *h)* e *g)*, della legge 14 novembre 1995, n. 481, la direttiva in materia di tutela dei clienti finali di energia elettrica in caso di interruzioni prolungate e estese contenuta nell'***Allegato A*** alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale;
2. di determinare le aliquote di contribuzione al Fondo per eventi eccezionali da parte dei clienti finali e delle imprese di distribuzione come indicato nell'Allegato A, prevedendo la possibilità che tali aliquote vengano riviste annualmente in relazione all'andamento degli eventi eccezionali e dei livelli di qualità forniti dalle imprese distributrici, nonché in relazione alla successiva determinazione dell'aliquota di contribuzione al Fondo da parte dell'impresa di trasmissione;

3. di dare mandato al Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del servizio per una prima applicazione del meccanismo previsto dal presente provvedimento, senza effetti economici per le imprese e per i clienti, da parte dell'impresa di trasmissione e delle imprese di distribuzione coinvolte, in relazione agli eventi interruttivi registrati in Sicilia nei giorni 25 e 26 giugno 2007, da concludersi entro il 30 ottobre 2007 salvo l'esigenza di particolari analisi tecniche;
4. di prevedere che il presente provvedimento sia pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
5. di prevedere che le disposizione di cui all'*Allegato A* debbano confluire nel Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di qualità dei servizi elettrici per il terzo periodo di regolazione (2008-2011) che verrà redatto in esito al procedimento avviato con la deliberazione n. 209/06.

Milano, 12 luglio 2007

Il Presidente: Ortis

Allegato A

Direttiva per la tutela dei clienti finali di energia elettrica interessati da interruzioni prolungate o estese

Articolo 1
Definizioni e modalità di registrazione

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui al Titolo I della Parte I (articolo 1, comma 1.1) dell'allegato A della deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04 e successive modifiche e integrazioni (di seguito richiamato come "Testo integrato della qualità"). Alle citate definizioni si aggiungono le seguenti:
   a) per "periodi di condizioni eccezionali" sulle reti MT e BT si intendono i periodi di ore consecutive determinati secondo l'allegata scheda A;
   b) per "periodi di condizioni normali" sulle reti MT e BT si intendono i periodi diversi dai periodi di condizioni eccezionali;
   c) per "casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza", si intendono i casi in cui non sussistano le condizioni di sicurezza necessarie allo svolgimento delle operazioni di ripristino della fornitura dettate dalle norme tecniche vigenti in materia di sicurezza, o in cui le operazioni di ripristino della fornitura siano impedite o ritardate per applicazione di provvedimenti della Protezione civile o di altra autorità competente per motivi di sicurezza;
   d) per "eventi eccezionali" si intendono eventi che provocano danni agli impianti e interruzioni dell'alimentazione di energia elettrica anche in periodi di condizioni normali in zone circoscritte (es: trombe d'aria, valanghe, etc.), per superamento dei limiti di progetto degli impianti;
   e) per "Fondo" si intende il Fondo per eventi eccezionali di cui all'articolo 9 del presente provvedimento.

1.2 Per le imprese distributrici, ai fini del presente provvedimento si applicano le modalità di registrazione delle interruzioni, incluse le modalità di identificazione dei clienti coinvolti nelle interruzioni, di cui al Titolo II della Parte I del Testo integrato della qualità, con le integrazioni definite nel presente provvedimento.

1.3 Per l'impresa di trasmissione, ai fini del presente provvedimento si applicano le modalità di registrazione delle disalimentazioni di cui al Titolo VIII dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04, con le integrazioni definite nel presente provvedimento.

Articolo 2
Finalità e principi generali

2.1 Il presente provvedimento persegue la duplice finalità di provvedere a un rimborso forfetario per il disagio subito dai clienti BT e MT nel caso di interruzioni di durata prolungata oltre gli *standard* fissati dal presente provvedimento, originate a qualunque livello di tensione del sistema elettrico e per qualunque causa , e di promuovere il tempestivo ripristino del servizio per le interruzioni da parte delle imprese di distribuzione e dell'impresa di trasmissione.

Allegato A

2.2 Gli oneri relativi ai rimborsi erogati ai clienti sono posti a carico del Fondo nel caso di interruzioni occorse in periodi di condizioni eccezionali e/o per eventi eccezionali, come identificati dal presente provvedimento. Sono altresì a carico del Fondo gli oneri proporzionali alla quota di durata di interruzione riconducibile ai casi di sospensione e posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza, o alla quota di rimborsi eccedente il tetto massimo di esposizione di cui all'articolo 8.

2.3 In caso di interruzioni che interessino sia la rete di trasmissione nazionale sia le reti di distribuzione, l'onere dei rimborsi ai clienti finali è ripartito tra l'impresa di trasmissione e l'impresa di distribuzione secondo i criteri indicati nel presente provvedimento, salvo l'occorrenza di periodi di condizioni eccezionali e/o di eventi eccezionali e/o di casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza.

Articolo 3
Standard di qualità relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica

3.1 Ai fini del presente provvedimento, il tempo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica è il tempo, misurato in minuti e valutato per ogni singolo cliente interessato, intercorrente tra l'istante di inizio dell'interruzione e l'istante di fine della stessa, valutato come l'istante in cui la tensione sul punto di consegna di detto cliente è stata ripristinata ai valori normali e tale ripristino è durato per almeno un'ora.

3.2 Ai soli fini della verifica degli *standard* di qualità di cui al presente articolo, qualora per un cliente l'alimentazione di energia elettrica venga provvisoriamente ripristinata dopo una prima interruzione e il medesimo cliente subisca una seconda interruzione il cui inizio decorre entro un'ora dal ripristino provvisorio, ai fini del presente provvedimento si considera un'unica interruzione avente durata pari alla somma delle durate, al netto del periodo di ripristino provvisorio. Le imprese distributrici hanno facoltà di considerare la somma delle durate al lordo del periodo di ripristino provvisorio.

3.3 Ai soli fini della verifica degli standard di qualità di cui al presente articolo e salva la condizione di cui al comma precedente, si considera ripristinata l'alimentazione di energia elettrica attraverso l'inserzione di gruppi di generazione provvisori o l'utilizzo di connessioni di emergenza, nelle seguenti condizioni:
   a) per i clienti con potenza contrattuale superiore a 100 kW ed inferiore o uguale ai 300 KW, quando sia ripristinata una potenza pari almeno al 70% della potenza contrattuale
   b) per i clienti con potenza contrattuale superiore a 300 kW, quando sia ripristinata una potenza pari almeno al 50% della potenza contrattuale.

3.4 Sono definiti nella tabella 1, distintamente per i clienti MT e BT, *standard* di qualità relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione dell'energia elettrica:

Allegato A

a) in caso di interruzioni senza preavviso per i clienti BT e MT appartenenti ad ambiti di alta, media o bassa concentrazione;
b) in caso di interruzioni con preavviso per tutti i clienti BT e MT.

3.5 Ai clienti finali localizzati ad altitudini superiori a 1.500 m s.l.m. si applicano gli standard relativi all'utenza di bassa concentrazione, indipendentemente dal grado di concentrazione applicabile al Comune di appartenenza.

Tabella 1 – Standard per il tempo massimo di ripristino della fornitura

Tipo di interruzione	Grado di concentrazione territoriale per clienti BT e MT	Standard per clienti BT [ore]	Standard per clienti MT [ore]
Interruzioni senza preavviso	• Alta concentrazione • Media concentrazione • Bassa concentrazione	8 12 16	4 6 8
Interruzioni con preavviso	Tutti i gradi di concentrazione	8	8

3.6 Gli standard di qualità di cui alla tabella 1 non si applicano nei casi di evacuazione della popolazione per effetto di provvedimenti della pubblica Autorità competente in caso di calamità naturali, limitatamente ai clienti interessati da detti provvedimenti. In tali casi l'impresa distributrice ha l'obbligo di conservare la documentazione necessaria a comprovare l'esclusione, e deve darne conto nel registro delle interruzioni con annotazione separata dall'attribuzione delle cause e delle origini.

3.7 Le imprese distributrici assicurano la minimizzazione dei disagi alla clientela per l'effettuazione di interruzioni con preavviso e adottano ogni misura ragionevole e conforme alla norme di sicurezza utile ad evitare il ripetersi di interruzioni con preavviso a breve distanza di tempo per la stessa utenza.

3.8 In caso di interruzioni con preavviso relative a clienti MT, interruzioni di durata maggiore dello standard applicabile sono possibili in base a un accordo scritto con il cliente o i clienti interessati, alimentati dallo stesso impianto; in tali casi non si applicano i rimborsi previsti. L'accordo non può comportare maggiori costi per i clienti, quali a titolo esemplificativo costi relativi al lavoro straordinario nei giorni festivi o nelle ore notturne.

Articolo 4
Rimborsi per interruzioni prolungate

4.1 In caso di mancato rispetto dei tempi massimi di ripristino dell'alimentazione definiti dall'articolo 3, anche qualora l'interruzione occorra in periodi di condizioni eccezionali e/o per effetto di eventi eccezionali e/o di casi di

Allegato A

sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza, l'impresa distributrice versa un rimborso ad ogni cliente coinvolto nell'interruzione pari, per ciascuna tipologia di utenza e ciascuna tipologia di interruzione, alla somma indicata nella tabella 2.

4.2 Il pagamento del rimborso non presuppone di per sé l'accertamento della responsabilità in ordine alla causa dell'interruzione. Per l'impresa distributrice che eroga il rimborso è fatto salvo il diritto di rivalsa nei casi previsti dal presente provvedimento.

4.3 I rimborsi di cui al comma 1 sono erogati ai clienti entro il primo ciclo di fatturazione utile trascorsi 60 (sessanta) giorni dall'interruzione, senza che questi ne facciano richiesta, con le modalità di cui all'articolo 33, comma 33.7 del Testo integrato della qualità. Tale termine è aumentato a 180 (centoottanta) giorni nel caso di interruzioni che interessano più di 2 milioni di clienti su base nazionale, secondo la procedura indicata al successivo articolo 7.

Tabella 2: Rimborsi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione

	clienti BT per uso domestico	**clienti BT e MT per usi non domestici con potenza inferiore o uguale a 100 kW**	**clienti BT e per usi non domestici con potenza superiore a 100 kW**	**clienti MT per usi non domestici con potenza superiore a 100 kW**
Superamento standard	30 €	150 €	2 €/kW	1,5 €/kW
per ogni periodo ulteriore	15 € ogni 4 ore	75 € ogni 4 ore	1 €/ kW ogni 4 ore	0,75 €/ kW ogni 2 ore
Tetto massimo	300 €	1000 €	3.000 €	6.000 €

4.4 L'impresa distributrice non è tenuta a corrispondere i rimborsi qualora il cliente non sia in regola con i pagamenti relativi al servizio di distribuzione. L'impresa distributrice, non è altresì tenuta a corrispondere i rimborsi ai clienti MT che non abbiano presentato la dichiarazione di adeguatezza di cui all'art. 33 del Testo integrato della qualità che abbiano presentato una dichiarazione di adeguatezza non completa, non conforme o revocata.

4.5 Per i clienti del mercato libero i rimborsi sono corrisposti dal distributore al venditore; il venditore è comunque tenuto ad accreditare al cliente finale il rimborso ricevuto dal distributore attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile o mediante rimessa diretta.

4.6 Nei casi in cui un cliente non riceva il rimborso nei termini di cui al comma 4.2, può inoltrare la richiesta alla propria impresa distributrice entro 6 (sei) mesi dal momento in cui si è verificata l'interruzione; l'impresa distributrice valuta la

Allegato A

richiesta ed entro 3 (tre) mesi eroga nel primo ciclo di fatturazione utile le somme dovute o, in caso di rigetto della richiesta, entro lo stesso termine fornisce risposta scritta e motivata al cliente.

4.7 Nel documento di fatturazione la causale della detrazione deve essere indicata come "Rimborso automatico per mancato rispetto dei livelli specifici di qualità definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, corrisposto in misura forfetizzata. Il pagamento del rimborso non presuppone di per sé l'accertamento della responsabilità in ordine alla causa dell'interruzione".

Articolo 5

Attribuzione degli oneri dei rimborsi erogati ai clienti finali

5.1 I rimborsi erogati ai clienti dalle imprese distributrici per interruzioni che eccedono gli standard di cui all'articolo 3, che non hanno avuto inizio in periodi di condizioni eccezionali o che non sono dovute a eventi eccezionali, al netto dei tempi imputabili a casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza, sono corrisposti a titolo di indennizzo automatico ed il loro onere è pertanto a carico dell'impresa medesima, salvo il diritto di rivalsa nei confronti dell'impresa di trasmissione o di imprese distributrici interconnesse a monte nei casi e con le modalità previsti nei commi successivi.

5.2 L'impresa distributrice può rivalersi sull'impresa di trasmissione, o sull'impresa di distribuzione cui è interconnessa a monte, limitatamente alla quota parte dei rimborsi di cui al comma precedente proporzionale alla quota di durata di interruzione con origine rispettivamente sulla rete di trasmissione nazionale o sulla rete di distribuzione a monte, fornendo adeguata documentazione giustificativa tecnica della disalimentazione subita.

5.3 Per la quota parte della durata di interruzione con origine sulla rete di trasmissione o su una rete di distribuzione interconnessa a monte, l'impresa di trasmissione o di distribuzione interconnessa a monte che riceve la richiesta di cui al comma precedente è tenuta al pagamento di quanto richiesto dall'impresa distributrice richiedente, previa verifica della documentazione fornita. In tale caso, qualora sia in grado di dimostrare che l'interruzione è occorsa in periodi di condizioni eccezionali o per eventi eccezionali o si è protratta per casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza di cui all'articolo 6, può rivalersi sul Fondo per eventi eccezionali di cui al successivo articolo 9, ai sensi dei commi seguenti.

5.4 Per il pagamento delle quote di rimborsi erogati ai clienti finali per interruzioni che hanno inizio in periodi di condizioni eccezionali sulle reti MT o BT o per effetto di eventi eccezionali, nonché per il reintegro della quota parte dei rimborsi relativi alla durata di interruzione attribuibile a casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza, le imprese distributrici o l'impresa di trasmissione si rivalgono sul Fondo per eventi eccezionali di cui al successivo articolo 9.

Allegato A

5.5 Al Fondo per eventi eccezionali le imprese distributrici o l'impresa di trasmissione accedono altresì per il pagamento delle quote di indennizzi eccedenti il tetto massimo previsto al successivo articolo 8.

Articolo 6
Obblighi di documentazione dei casi di posticipazione e sospensione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza e degli eventi eccezionali

6.1 L'impresa distributrice o l'impresa di trasmissione hanno l'obbligo di documentare i casi di posticipazione e sospensione delle operazioni di ripristino, attraverso apposita modulistica compilata dal preposto alle operazioni, e devono dare conto nel registro delle interruzioni della quota di durata dell'interruzione attribuibile a tali casi, con annotazione separata. Nei casi in cui le posticipazioni o sospensioni delle operazioni di ripristino siano dovute a provvedimenti della Protezione civile o di altra autorità competente, l'impresa distributrice deve conservare tale documentazione per eventuali controlli da parte dell'Autorità.

6.2 Le imprese distributrici e l'impresa di trasmissione sono tenute altresì a produrre e conservare, per eventuali controlli da parte dell'Autorità, la documentazione anche fotografica necessaria a comprovare il superamento dei limiti di progetto degli impianti in caso di eventi eccezionali. In tali casi l'impresa distributrice deve altresì poter dimostrare, su eventuale richiesta dell'Autorità, la corretta progettazione, costruzione e manutenzione degli impianti coinvolti nelle interruzioni.

Articolo 7
Procedura per l'erogazione di rimborsi nel caso di interruzioni di vasta estensione

7.1 Nel caso di interruzioni prolungate, che interessino più di 2 milioni di clienti finali su base nazionale, aventi origine sulla rete di trasmissione nazionale, si applica la seguente procedura:
   a) le imprese distributrici procedono a stimare, entro 60 (sessanta) giorni dall'evento, l'entità complessiva dei rimborsi dovuti ai clienti finali secondo quanto disposto dall'articolo 3 del presente provvedimento e ne danno comunicazione all'impresa di trasmissione, con indicazione dell'ammontare a carico della stessa, e per conoscenza all'Autorità;
   b) l'impresa di trasmissione verifica che la stima delle imprese distributrici non superi il tetto massimo di cui al successivo articolo 8; la verifica è compiuta entro 75 (settantacinque) giorni dall'evento ed è formalizzata con comunicazione dell'impresa di trasmissione all'Autorità e alle imprese distributrici;
   c) qualora l'Autorità non si pronunci in senso diverso entro 45 (quarantacinque) giorni dalla comunicazione dell'impresa di trasmissione, la misura dei rimborsi ai clienti finali è confermata secondo quanto disposto dall'articolo 3 del presente provvedimento; in tal caso, qualora il tetto massimo di cui al successivo articolo 8 venga superato, si applica quanto previsto dal precedente articolo 5, comma 5;

Allegato A

d) entro i successivi 15 (quindici) giorni dalla pronuncia dell'Autorità, o in mancanza di tale pronuncia dal termine di cui alla precedente lettera c), l'impresa di trasmissione versa alle imprese distributrici l'ammontare richiesto;
e) le imprese distributrici erogano i rimborsi ai clienti finali entro 75 (settaantacinque) giorni dal versamento di cui al comma precedente, dandone comunicazione all'Autorità e all'impresa di trasmissione.

7.2 E' fatta salva per l'impresa di trasmissione la possibilità di rivalsa nei confronti di uno o più utenti della rete di trasmissione nazionale, qualora in esito a eventuali istruttorie sia accertata la responsabilità di tali utenti.

Articolo 8
Tetto massimo di esposizione economica per indennizzi

8.1 Qualora un'impresa distributrice che per effetto delle disposizioni del presente provvedimento, debba erogare rimborsi a titolo di indennizzo automatico ai sensi del comma 5.1 e tali somme siano complessivamente superiori, su base annua, al 2% dei ricavi riconosciuti all'attività di distribuzione, può richiedere all'Autorità che l'eccedenza rispetto a tale tetto venga riconosciuta con apposito provvedimento dell'Autorità, a valere sul Fondo per eventi eccezionali.

8.2 Ai fini della verifica del tetto massimo di cui al comma precedente, le somme erogate a titolo di indennizzo automatico sono calcolate al netto di eventuali rivalse nei confronti dell'impresa di trasmissione o di imprese distributrici interconnesse a monte, per le stesse interruzioni o per quota parte di esse.

8.3 All'impresa di trasmissione si applica un tetto massimo, su base annua, pari al 7% dei ricavi riconosciuti per l'attività di trasmissione. In caso di superamento di tale tetto, fatte salve le previsioni di cui al precedente articolo 7, l'impresa di trasmissione può richiedere all'Autorità che l'eccedenza rispetto a tale tetto venga riconosciuta con apposito provvedimento dell'Autorità , a valere sul Fondo per eventi eccezionali.

Articolo 9
Fondo per eventi eccezionali

9.1 E' istituito presso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico un "Fondo per eventi eccezionali" per il reintegro degli oneri sostenuti dalla imprese distributrici o dall'impresa di trasmissione per l'erogazione dei rimborsi, o di quote di essi, ai clienti finali, nei casi indicati al precedente comma 2.2.

9.2 Il Fondo è alimentato
a) dai clienti finali, attraverso apposita maggiorazione della tariffa di distribuzione in ragione di un'aliquota annua indicata nella Tabella 3;
b) da ciascuna impresa distributrice, attraverso versamenti proporzionali al numero di clienti BT (domestici e non domestici) che subiscono interruzioni di durata superiore a 8 ore, secondo quanto previsto dal successivo articolo 10;

Allegato A

9.3 Il Fondo provvede a finanziare alle imprese distributrici e all'impresa di trasmissione gli oneri relativi ai rimborsi (o alle quote di rimborsi) erogati ai clienti finali per i seguenti casi:
  a) interruzioni prolungate oltre gli *standard* con origine sulle reti di distribuzione in media e bassa tensione, che hanno inizio in periodi di condizioni eccezionali o sono dovute a eventi eccezionali;
  b) quota parte di interruzioni prolungate oltre gli *standard* attribuibili a casi di posticipazione e sospensione dei tempi per motivi di sicurezza;
  c) superamento del tetto massimo di esposizione delle imprese di distribuzione e di trasmissione, di cui al precedente articolo 8.

Tabella 3: Aliquote annue di contribuzione al Fondo grandi eventi a carico dei clienti

	clienti BT per usi domestici	**clienti BT per usi non domestici**	**clienti MT**
Aliquota annua	0,35 euro/cliente/anno	1 euro/cliente/anno	10 euro/cliente/anno

Articolo 10

Versamenti e prelievi sul Fondo da parte delle imprese

10.1 Entro il 31 marzo di ogni anno, le imprese distributrici versano al Fondo un contributo pari al prodotto del numero di clienti BT disalimentati, nell'anno precedente, per più di 8 ore per una singola interruzione, per un'aliquota pari a 70 euro/cliente BT, al netto di eventuali acconti versati ai sensi del comma successivo. Ai fini di tale conteggio:
  a) non sono conteggiate le interruzioni con origine sulla rete di trasmissione nazionale o con origine su reti di altri esercenti interconnessi a monte;
  b) non sono conteggiate le interruzioni con origine sulla rete di distribuzione in media e bassa tensione dello stesso esercente, solo se tali interruzioni sono iniziate in periodi di condizioni eccezionali o sono dovute a eventi eccezionali;
  c) la durata della singola interruzione, ai fini della verifica del superamento della soglia di 8 ore, è valutata al netto di eventuali posticipi e sospensioni delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza, documentati come indicato all'articolo 6 del presente provvedimento.

10.2 Entro il 30 settembre di ogni anno, le imprese distributrici versano in acconto al Fondo un ammontare pari al 40% dell'ammontare versato con riferimento all'anno precedente.

10.3 Con successivo provvedimento l'Autorità dispone le modalità con cui l'impresa di trasmissione contribuisce al Fondo.

10.4 Per accedere al reintegro delle somme corrisposte ai clienti finali, nei casi previsti dall'articolo 9, comma 9.4, le imprese di distribuzione e/o l'impresa di trasmissione presentano all'Autorità e alla Cassa Conguaglio apposita istanza.

Allegato A

L'istanza contiene il motivo specifico del ricorso al Fondo tra quelli indicati al citato comma 9.4. Le imprese di distribuzione devono inoltre indicare il numero dei clienti interessati, l'ammontare dei rimborsi erogati o da erogare ai sensi dell'articolo 4, riferiti all'evento oggetto dell'istanza, distinguendo i clienti rimborsati per tipo di interruzioni (con o senza preavviso), tipologia di utenza, grado di concentrazione e fasce di durata delle interruzioni prolungate.

10.5 Nel caso di ricorso al fondo per casi di posticipazione e sospensione dei tempi per motivi di sicurezza, o per quota parte di indennizzi che eccedono il tetto massimo le imprese di distribuzione devono inoltre indicare nell'istanza tutte le informazioni necessarie a determinare il prelievo dal Fondo.

10.6 Trascorsi 30 giorni dall'inoltro dell'istanza all'Autorità senza che questa si pronunci, l'istanza si intende approvata e la Cassa Conguaglio può procedere al versamento della somma richiesta a valere sul Fondo. Il termine può essere sospeso per richiesta di informazioni integrative da parte degli Uffici dell'Autorità, che hanno facoltà di richiedere informazioni anche per accertare la corretta progettazione, costruzione e manutenzione degli impianti coinvolti nelle interruzioni prolungate o estese. Sono fatti salvi eventuali conguagli in seguito a controlli disposti dall'Autorità.

Articolo 11
Comunicazione dell'esercente all'Autorità, controlli e pubblicazione delle informazioni

11.1 Entro il 31 marzo di ogni anno, ogni impresa distributrice comunica all'Autorità il numero totale di clienti finali interessati da interruzioni lunghe prolungate oltre gli standard di cui all'articolo 3 e l'ammontare dei rimborsi erogati o da erogare ai sensi dell'articolo 4, riferiti all'anno precedente e distinguendo i clienti rimborsati per tipo di interruzioni (con o senza preavviso), tipologia di utenza, grado di concentrazione e fasce di durata delle interruzioni prolungate.

11.2 L'Autorità può utilizzare le informazioni ed i dati di cui ai commi precedenti per controlli, anche a campione, atti ad accertare la veridicità di tali informazioni e ad assicurare il rispetto delle disposizioni contenute nella presente direttiva e per la pubblicazione, anche comparativa, delle informazioni e dei dati medesimi.

Articolo 12
Piani di emergenza

12.1 Le imprese distributrici presentano all'Autorità, anche in forma associata, una linea guida per la predisposizione dei piani di emergenza elaborata con il supporto del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) e in collaborazione con l'impresa di trasmissione. Ogni impresa distributrice si dota di un piano di emergenza conforme a tali linee guida.

12.2 Le linee guida per la predisposizione dei piani di emergenza forniscono indicazioni almeno riguardo a:
   a) individuazione delle figure organizzative coinvolte nella gestione dell'emergenza;

Allegato A

b) definizione delle modalità e dei mezzi previsti per monitorare le condizioni del servizio e per ricevere le segnalazioni di situazioni tali da portare a successivi stati di emergenza;
c) definizione dei criteri per valutare la gravità e lo sviluppo di situazioni tali da portare a successivi stati di emergenza;
d) definizione delle risorse operative necessarie e disponibili in relazione ai diversi stati di emergenza;
e) modalità di comunicazione delle informazioni per la gestione dell'emergenza all'interno del soggetto distributore e nei confronti dell'esterno.

Articolo 13
Misure per evitare doppie compensazioni o doppie penalizzazioni

13.1 Al fine di evitare doppie compensazioni ai clienti, le interruzioni prolungate che ai sensi del presente provvedimento danno luogo a rimborsi a titolo di indennizzo a carico dell'impresa distributrice sono escluse dall'indicatore di continuità, di cui all'articolo 31 del Testo integrato della qualità, utilizzato per la verifica degli *standard* relativi al numero massimo di interruzioni per i clienti MT.

13.2 Al fine di evitare doppie penalizzazioni alle imprese distributrici, le interruzioni prolungate che ai sensi del presente provvedimento danno luogo a rimborsi a titolo di indennizzo a carico dell'impresa distributrice sono conteggiate fino alla concorrenza dello *standard* nell'indicatore di continuità, di cui all'articolo 19 del Testo integrato della qualità, utilizzato per la verifica dei livelli tendenziali di continuità per ambito territoriale.

Articolo 14
Decorrenza delle disposizioni e disposizioni transitorie

14.1 Per consentire alle imprese distributrici di adeguare le proprie procedure, nonché per tenere conto dei tempi di introduzione degli obblighi di registrazione individuale delle interruzioni per clienti BT di cui alla deliberazione dell'Autorità 20 giugno 2006, n. 122/06, gli *standard* di qualità e i rimborsi automatici di cui al presente provvedimento decorrono:
a) dall'1 luglio 2009 per l'impresa di trasmissione e per le imprese distributrici con numero di clienti BT superiore a 100.000 alla data del 31 dicembre 2006;
b) dall'1 gennaio 2011 per le imprese distributrici con numero di clienti BT compreso tra 50.000 e 100.000 alla data del 31 dicembre 2006;
c) dall'1 gennaio 2012 per le imprese distributrici con numero di clienti BT compreso tra 5.000 e 50.000 alla data del 31 dicembre 2006;
d) dall'1 gennaio 2013 per le imprese distributrici con numero di clienti BT inferiore a 5.000 alla data del 31 dicembre 2006.

Allegato A

14.2 Nel caso di superamento, a partire dal 2008, delle soglie dimensionali indicate al precedente comma, i corrispondenti obblighi di attuazione decorrono dall'1 gennaio dell'anno successivo a quello in cui l'impresa distributrice supera la predetta soglia.

14.3 Per le imprese distributrici che intendono adottare il regime operativo C, previsto dal comma 14.6 dalla delibera n. 122/06, con l'ausilio del sistema di telegestione dei misuratori elettronici, la data di entrata in vigore degli obblighi è fissata al 1° gennaio 2010.

14.4 Qualora le imprese distributrici non siano completamente in grado, per effetto dei termini di gradualità nella messa a regime della registrazione esatta dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni, previsti dall'articolo 14 del Testo integrato della qualità, di identificare tali clienti con strumenti automatici sull'intera rete, le stesse imprese adottano la migliore approssimazione possibile in occasione di interruzioni prolungate e limitatamente alla porzione di rete interessata e non ancora dotata di strumenti di identificazione automatica.

14.5 Gli obblighi di versamento al Fondo previsti all'articolo 10 decorrono a partire dal 1 luglio 2008; per il solo versamento del 31 marzo 2009, ai fini di quanto previsto dal precedente comma 10.1, l'ammontare è riferito al numero di clienti BT disalimentati per più di 8 ore nel semestre 1 luglio 2008 – 31 dicembre 2008. L'acconto da versare entro il 30 settembre 2009 è pari al 40% della somma versata il 31 marzo 2009.

Allegato A

Scheda: modalità di calcolo per l'identificazione di periodi di condizioni eccezionali (reti MT/BT)

(richiamata dall'articolo 1, comma 1 dello schema di provvedimento)

Indicando con:

$Nh6MT^j$ numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine MT, escluse le interruzioni con origine sui trasformatori AT/MT, per qualunque causa, iniziate in un periodo di 6 ore (0.00-6.00; 6.00-12.00; 12.00-18.00; 18.00-24.00) di ogni giorno nell'anno *t* nella provincia, o parte di provincia, *j* servita dalla stessa impresa distributrice;

MTR($Nh6MT^j$) valore medio triennale del numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine MT per periodi di 6 ore, per qualunque causa, nell'ultimo triennio precedente l'anno *t* per il quale sono disponibili dati completi (anni *t-2, t-3* e *t-4)*, nell'area territoriale *j* (nella media sono inclusi tutti i periodi di 6 ore del triennio, anche quelli con 0 interruzioni);

$Nh6BT^j$ numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine BT, incluse le interruzioni con origine sui trasformatori MT/BT, per qualunque causa, iniziate in un periodo di 6 ore (0.00-6.00; 6.00-12.00; 12.00-18.00; 18.00-24.00) di ogni giorno nell'anno *t* nella provincia, o parte di provincia, *j* servita dalla stessa impresa distributrice;

MTR($Nh6BT^j$) valore medio triennale del numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine BT per periodi di 6 ore, per qualunque causa, nell'ultimo triennio precedente l'anno *t* per il quale sono disponibili dati completi (anni *t-2, t-3* e *t-4)*, nell'area territoriale *j* (nella media sono inclusi tutti i periodi di 6 ore del triennio, anche quelli con 0 interruzioni).

Per le interruzioni con origine MT (escluse le interruzioni con origine sui trasformatori AT/MT) e per le interruzioni BT si considerano "periodi di condizioni eccezionali" i periodi intercorrenti tra gli istanti H1 e H2, determinati come segue per ogni provincia (o parte di provincia) *j* servita dalla stessa impresa distributrice:

se in un gruppo di 6 ore $Nh6MT^j > 2,3 + 9,4 * \mathrm{MTR}(Nh6MT^j)$, allora:

H1 = 3 ore prima dell'inizio del gruppo di 6 ore considerato e

H2 = 3 ore dopo la fine del gruppo di 6 ore considerato

Per le sole interruzioni con origine BT (incluse le interruzioni con origine sui trasformatori MT/BT) si considerano "periodi di condizioni eccezionali", qualora non già identificati per effetto della regola precedente, i periodi intercorrenti tra gli istanti H1 e H2, determinati come segue per ogni provincia (o parte di provincia) *j* servita dalla stessa impresa distributrice:

se in un gruppo di 6 ore $Nh6BT^j > 3,5 + 7,1 * \mathrm{MTR}(Nh6BT^j)$, allora:

H1 = 3 ore prima dell'inizio del gruppo di 6 ore considerato e

H2 = 3 ore dopo la fine del gruppo di 6 ore considerato.

Ai soli fini del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, vengono identificate come eccezionali le sole interruzioni (registrate con criterio di utenza) la cui durata è superiore al 3° quartile della distribuzione delle durate delle interruzioni della provincia considerata, o parte di provincia, servita dalla stessa impresa distributrice, nel triennio considerato.

DELIBERAZIONE 16 luglio 2007.

Modificazioni ed integrazioni con effetti nell'anno 2007 del Titolo 4 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 marzo 2004, n. 48/04, recante disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale. (Deliberazione n. 175/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione 16 luglio 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: decreto legislativo n. 379/03);
- l'Allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04 come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIT);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 48/04, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 48/04);
- la deliberazione dell'Autorità 11 luglio 2005 n. 140/05 (di seguito deliberazione n. 140/05);
- la deliberazione dell'Autorità 30 maggio 2006 n. 104/06 (di seguito deliberazione n. 104/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- l'Allegato A alla deliberazione 27 giugno 2007, n. 156/07 (di seguito: TIV);
- il documento per la consultazione 18 marzo 2005 recante sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica di cui all'articolo 1 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: documento per la consultazione 18 marzo 2005);
- le lettere della società Terna S.p.a. (di seguito: Terna) in data 19 marzo 2007 (prot. Autorità 007113 del 22 marzo 2007, di seguito: lettera 19 marzo 2007).

Considerato che:

- con il decreto legislativo n. 379/03, nell'ambito del servizio di dispacciamento, si persegue la finalità di concorrere alla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva ai fini del raggiungimento e del mantenimento dell'adeguatezza dell'offerta di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale per la copertura della domanda nazionale con i necessari margini di riserva per far fronte all'aleatorietà della medesima domanda, nell'ambito delle prestazioni di risorse rese alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale (oggi Terna);

- l'adeguatezza dell'offerta di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è caratteristica distinta dalla sicurezza di funzionamento del medesimo sistema che, peraltro, viene garantita da Terna, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, anche attraverso l'approvvigionamento e l'utilizzo della riserva operativa che, con decorrenza dalla data di entrata in funzione del dispacciamento di merito economico, viene acquisita con metodi di mercato;
- l'articolo 5 del decreto legislativo n. 379/03 prevede che l'Autorità definisca il corrispettivo per la remunerazione, per un periodo transitorio, con decorrenza 1 marzo 2004 e termine alla data di entrata in funzione del sistema di remunerazione di cui all'articolo 1 del medesimo decreto legislativo, della disponibilità di capacità produttiva ai fini del raggiungimento dell'adeguatezza dell'offerta di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale;
- la previsione di un regime transitorio da attuare in tempi brevi dall'anno 2004 rifletteva la congiunturale situazione di inadeguatezza di capacità produttiva nel sistema elettrico nazionale di quel periodo;
- in attuazione di quanto previsto all'articolo 5 del decreto legislativo n. 379/03, con deliberazione n. 48/04 l'Autorità ha, tra l'altro, regolato l'approvvigionamento delle risorse a garanzia dell'adeguatezza del sistema elettrico nazionale per il periodo transitorio compreso tra l'1 marzo e l'entrata in funzione del sistema di remunerazione di cui all'articolo 1 del medesimo decreto legislativo e che, ad oggi, tale sistema definitivo non è ancora entrato in funzione;
- la deliberazione n. 48/04 ha determinato i corrispettivi da riconoscere agli utenti del dispacciamento in immissione per la disponibilità della capacità produttiva con riferimento al periodo compreso tra l'1 marzo ed il 31 dicembre 2004, all'anno 2005 e all'anno 2006;
- l'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo n. 379/03 dispone che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni sulla base dei quali Terna dovrà elaborare una proposta per disciplinare il sistema definitivo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica;
- le risposte al documento per la consultazione 18 marzo 2005 hanno evidenziato, da un lato, elementi di criticità di alcuni operatori rispetto agli orientamenti formulati dall'Autorità e, dall'altro, hanno fatto emergere valutazioni molto eterogenee degli operatori circa i criteri e le condizioni che l'Autorità dovrebbe definire per il sistema di remunerazione di cui all'articolo 1 del decreto legislativo n. 379/03;
- nell'anno 2006 si è registrata una differenza pari a 83,6 milioni di euro tra il gettito disponibile per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva ed i costi a tal fine sostenuti a tal fine da Terna nel medesimo periodo, di cui 21,4 milioni di euro relativi al gettito G_{CAP1} di cui all'articolo 35 e 62,2 milioni di euro relativi al gettito Gs di cui all'articolo 36 della deliberazione n. 48/04, come documentato nella lettera 19 marzo 2007;
- il corrispettivo unitario CAP_1 e il prezzo di riferimento utilizzato per il computo del ricavo di riferimento RICR sono stati definiti per gli anni 2004, 2005 e 2006 sulla base dell'articolazione delle ore dell'anno per fasce di cui alla Tabella 1 dell'Allegato A della deliberazione n. 5/04, vigente nei rispettivi anni;

- la Tabella 1 del TIT stabilisce le fasce orarie su cui possono essere articolati i corrispettivi dei soli servizi di pubblica utilità oggetto delle disposizioni del medesimo TIT, ossia i servizi di trasmissione dell'energia elettrica, distribuzione dell'energia elettrica, acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e misura dell'energia elettrica;
- a decorrere dal 1 gennaio 2007, la Tabella 1 allegata alla deliberazione n. 181/06 fissa le nuove fasce orarie su cui possono essere articolati i corrispettivi dei soli servizi di pubblica utilità oggetto delle disposizioni del TIT e del TIV e che tali fasce, essendo state identificate con la finalità di raggruppare ore omogenee in termini di prezzo atteso dell'energia elettrica all'ingrosso, prevedono esclusivamente una differenziazione infra-giornaliera e infra-settimanale delle ore dell'anno senza prevedere alcuna forma di differenziazione stagionale;
- il livello dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso dipende dal grado di concorrenzialità del mercato e quindi non necessariamente riflette adeguatamente il diverso livello di criticità per il sistema elettrico nazionale nelle diverse ore dell'anno, ossia il diverso grado di rischio di inadeguatezza della capacità di produzione disponibile ai fini della copertura della domanda nazionale con i necessari margini di riserva;
- per le ragioni di cui al precedente alinea, le nuove fasce di cui la alla Tabella 1 allegata alla deliberazione n. 181/06 non sono sufficienti a discriminare in maniera accurata le ore di potenziale criticità del sistema elettrico nazionale nell'arco dell'anno;
- per articolare il corrispettivo unitario CAP_1 secondo le nuove fasce di cui alla Tabella 1 della deliberazione n. 181/06, preservando l'efficacia del segnale economico offerto dal medesimo corrispettivo articolato secondo le fasce di cui alle versioni della Tabella 1 dell'Allegato A della deliberazione n. 5/04, vigenti negli anni dal 2004 al 2006, occorrerebbe discriminare in maniera più accurata fra giorni caratterizzati da differenti gradi di criticità per il sistema elettrico (per esempio distinguendo almeno tra criticità altissima, alta e media) e di ridefinire i parametri α e β_F in modo da ridistribuire opportunamente il gettito destinato al corrispettivo CAP_1;
- il meccanismo transitorio di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva per l'anno 2007 deve essere sostituito da un meccanismo di regime che risponda ai criteri fissati dall'Autorità ai sensi dell'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo n. 379/03 e che sia in grado di trasferire agli operatori un corretto segnale economico sia in situazioni di inadeguatezza di capacità produttiva che in situazione di eccesso di capacità produttiva, quale quella cui ci si trova di fronte nell'anno corrente e in quelli a venire.

Ritenuto che sia:

- necessario definire il corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva per il periodo compreso dal 1 gennaio al 31 dicembre 2007 e antecedente l'entrata in funzione del regime di remunerazione di cui all'articolo 1 del decreto legislativo n. 379/03;

- opportuno che il meccanismo transitorio di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva per l'anno 2007 ricalchi quello operativo negli anni precedenti in vista delle definizione del meccanismo di regime;
- opportuno anche per l'anno 2007, articolare il corrispettivo CAP_1 secondo le fasce di cui alla Tabella 1 del TIT vigente per l'anno 2006 aggiornate per l'anno 2007 in modo da tener conto dei necessari aggiustamenti calendariali, ivi inclusa la diversa disposizione delle festività infrasettimanali;
- opportuno che il gettito disponibile per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, tenuto conto anche dei residui relativi all'anno 2006, sia ripartito tra lo specifico corrispettivo di cui all'articolo 35 della deliberazione n. 48/04 e l'ulteriore corrispettivo di cui all'articolo 36;
- opportuno utilizzare, nell'anno 2007, il residuo 2006 relativo al parametro G_{CAP1} per il finanziamento dello specifico corrispettivo di cui al comma 35 della deliberazione n. 48/04 ed il residuo 2006 relativo al parametro Gs per il finanziamento dell'ulteriore corrispettivo di cui all'articolo 36 della medesima deliberazione n. 48/04

DELIBERA

1. di modificare ed integrare l'Allegato A alla deliberazione n. 48/04 nei termini di seguito indicati, con efficacia per l'intero anno 2007:

   - all'articolo 1, all'alinea: "• **prezzo medio off-peak(m)** è la media aritmetica del prezzo di cui alla deliberazione n. 168/03, comma 19.3, lettera c), nelle ore di tale mese m denominate *off-peak*, definite come l'aggregato delle ore dei giorni festivi, del sabato, della domenica, delle ore tra le 0 e le 8 e delle ore tra le 20 e le 24 dei giorni dal lunedì al venerdì;" le parole "n. 168/03, comma 19.3, lettera c)," sono sostituite dalle parole "n. 111/06, articolo 30, comma 30.4, lettera c),";
   - all'articolo 32, comma 32.2, alla parola "2004" sono sostituite le parole "di ciascun anno";
   - all'articolo 35, comma 35.6, le parole "che deve essere stimata dalla medesima Terna" sono soppresse e la parola "Terna" è sostituita dalle parole "Il Gestore della rete";
   - all'articolo 35, dopo il comma 35.8, è aggiunto il seguente comma:

     "35.9 Terna determina, per l'anno 2007, il valore del parametro G_{CAP1} tenendo conto che:

     a) la quota del gettito rinveniente dall'applicazione del corrispettivo unitario di cui all'articolo 47, destinata alla copertura degli oneri derivanti dal riconoscimento dei corrispettivi di cui al comma 35.1, è pari al prodotto tra 0,037 centesimi di euro/kWh e la stima dell'energia elettrica prelevata dagli utenti del dispacciamento nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2007;

b) la differenza tra il valore assunto dal parametro G_{CAP1} nell'anno 2006 e la somma dei corrispettivi di cui al comma 35.1 riconosciuti da Terna per la remunerazione della capacità produttiva nel medesimo anno 2006 è destinata alla copertura degli oneri derivanti dal riconoscimento dei medesimi corrispettivi di cui al comma 35.1 nell'anno 2007;

c) i corrispettivi di cui al comma 35.1 sono applicati alla disponibilità di capacità produttiva definita ai sensi dell'articolo 31 del presente provvedimento.";

- all'articolo 36, comma 36.3.1, dopo le parole "per l'anno 2006" sono inserite le parole "e l'anno 2007";
- all'articolo 36, comma 36.4.1 dopo le parole "per l'anno 2006" sono inserite le parole "e l'anno 2007";
- all'articolo 36, comma 36.6, la parola "Terna" è sostituita dalle parole "Il Gestore della rete";
- dopo il comma 36.10 sono aggiunti i seguenti commi:

"36.11 Terna determina, per l'anno 2007, il valore del parametro G_S, come differenza tra:
a) il gettito complessivo rinveniente dall'applicazione del corrispettivo unitario di cui all'articolo 47, applicato all'energia elettrica prelevata dagli utenti del dispacciamento nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2007, aumentato delle disponibilità residue di cui al comma 36.12;
b) il gettito di cui al comma 35.9, lettera a).

36.12 Le disponibilità residue da destinare alla copertura degli oneri derivanti dal riconoscimento dei medesimi corrispettivi di cui al comma 36.5 nell'anno 2007 sono pari alla differenza tra il valore assunto dal parametro G_S nell'anno 2006 e la somma dei corrispettivi di cui al comma 36.5 riconosciuti da Terna per la ulteriore remunerazione della capacità produttiva nel medesimo anno 2006.".

2. Per l'anno 2007, per il Titolo 4 della deliberazione n. 48/04 si applica la tabella di articolazione delle fasce di cui al successivo punto 3.

3. Terna aggiorna la tabella 1 dell'Allegato A del TIT in vigore nell'anno 2006 per l'anno 2007 in modo da tenere conto dei necessari aggiustamenti calendariali, ivi inclusa la diversa disposizione delle festività infrasettimanali, e ne invia proposta all'Autorità entro 10 giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento; qualora l'Autorità non si pronunci entro i 5 giorni successivi, la tabella si ritiene approvata e Terna pubblica tempestivamente la medesima tabella sul proprio sito *internet*.

4. Di ripubblicare, a seguire, l'Allegato A alla deliberazione n. 48/04 nel testo risultante dalle modifiche ed integrazioni introdotte con il presente provvedimento.

5. Di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua pubblicazione.

Milano, 16 luglio 2007

Il Presidente: Ortis

DELIBERAZIONE 16 luglio 2007.

Reintegrazione dei maggiori costi sostenuti per l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati ad olio combustibile da parte della società Enel Produzione S.p.a., ai sensi della legge 8 marzo 2006, n. 108 e della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1º agosto 2006, n. 178/06 per la società Enel Produzione S.p.a. (Deliberazione n. 178/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 16 luglio 2007

Visti:
- la direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 10 ottobre 1990, n. 287
- il decreto legge 25 gennaio 2006, n. 19, convertito in legge 8 marzo 2006, n. 108 (di seguito legge n. 108/06) recante "Misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale";
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 12 dicembre 2005;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente modificato ed integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 1 agosto 2006, n. 178/06 (di seguito: deliberazione n. 178/06);
- la nota della Direzione Mercati dell'Autorità recante "Quantificazione dei corrispettivi di cui all'articolo 1, comma 5, della legge n. 108/06 per la società Enel Produzione Spa" (di seguito: nota della Direzione Mercati).

Considerato che:
- l'articolo 3, comma 4 della deliberazione n. 178/06 stabilisce che il Direttore della Direzione Energia Elettrica dell'Autorità, ora Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità (di seguito: Direttore Mercati), sia responsabile del procedimento amministrativo avviato a seguito delle richieste fatte pervenire dagli utenti del dispacciamento per la reintegrazione dei maggiori costi sostenuti per l'utilizzo degli impianti di produzione ad olio combustibile ai sensi della legge n. 108/06;

- l'articolo 3, comma 4, della deliberazione n. 178/06 affida al Direttore Mercati il compito di richiedere agli utenti del dispacciamento ammessi al procedimento di cui al precedente alinea tutti i dati necessari al fine della suddetta determinazione e di proporre all'Autorità, per l'approvazione, i corrispettivi di cui all'articolo 1, comma 5 della legge n. 108/06, determinati secondo i criteri di cui alla deliberazione n. 178/06;
- la società Enel Produzione Spa (di seguito: Enel Produzione), ai sensi dell'articolo 3, comma 3.2, della deliberazione n. 178/06, con lettera in data 30 ottobre 2006, prot. n. P2006003980 (prot. Autorità n. 27472 in data 3 novembre 2006) ha formulato richiesta di ammissione alla reintegrazione dei maggiori costi di cui all'articolo 1, comma 5, della legge n. 108/06, (di seguito: lettera di istanza), e che con lettere in data 28 dicembre 2006, prot. n. Ep/P2006004787, (prot. Autorità n. 540 in data 10 gennaio 2007) ha trasmesso alcuni dati preliminari ritenuti utili alla quantificazione dei corrispettivi di cui all'articolo 1, comma 5 della legge n. 108/06;
- il Direttore Mercati, con lettera in data 7 maggio 2007, prot. Autorità n. GB/M07/2062/ELT/FPA/mpz-dv, ha comunicato a Enel Produzione l'ammissione al procedimento amministrativo ai fini del riconoscimento dei corrispettivi di cui all' articolo 1, comma 5, della legge n. 108/06, richiedendo l'invio dei dati e delle informazioni necessarie alla quantificazione dei predetti corrispettivi;
- Enel Produzione, con lettera in data 11 giugno 2007, prot. n. Ep/P2007002293 (prot. Autorità n. 15033 in data 20 giugno 2007) ha trasmesso all'Autorità i dati e le informazioni richieste dal Direttore Mercati;
- in esito al procedimento amministrativo, sulla base degli elementi contenuti nella nota della Direzione Mercati, la quantificazione dei corrispettivi di cui all'articolo 1, comma 5, della legge n. 108/06, per Enel Produzione, risulta pari a 65.788.475,23 euro.

Ritenuto opportuno:

- approvare i corrispettivi di cui all'articolo 1, comma 5 della legge n. 108/06, per Enel Produzione, come determinati in esito al predetto procedimento amministrativo, nella misura pari a 65.788.475,23 euro

DELIBERA

1. di approvare i corrispettivi di cui all'articolo 1, comma 5 della legge n. 108/06, per Enel Produzione, nella misura pari a 65.788.475,23 di euro;
2. di trasmettere il presente provvedimento e la nota della Direzione Mercati a Enel Produzione;
3. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 16 luglio 2007 Il Presidente: Ortis

DELIBERAZIONE 16 luglio 2007.

Controlli tecnici della qualità del gas per il periodo 1° ottobre 2007 - 30 settembre 2008. (Deliberazione n. 181/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 16 luglio 2007

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003;
- il regio decreto 23 marzo 1940, n. 744;
- la legge 6 dicembre 1971, n. 1083 (di seguito: legge n. 1083/71);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 29 ottobre 1999, n. 540;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237/00 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 237/00);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01;
- la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 43/02 (di seguito: deliberazione n. 43/02);
- la deliberazione dell'Autorità 5 giugno 2002, n. 104/02 (di seguito: deliberazione n. 104/02);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03;
- la deliberazione dell'Autorità, 22 luglio 2004, n 125/04 (di seguito: deliberazione n. 125/04);
- la deliberazione dell'Autorità, 29 settembre 2004, n. 168/04 successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 168/04);
- la deliberazione dell'Autorità, 27 luglio 2005, n 157/05 (di seguito: deliberazione n. 157/05);
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2005, n. 273/05 (di seguito: deliberazione n. 273/05), recante approvazione del Protocollo di Intesa relativo ai rapporti di collaborazione fra l'Autorità e la Guardia di Finanza (di seguito: Protocollo di Intesa);
- la deliberazione dell'Autorità, 26 luglio 2006, n. 164/06 (di seguito: deliberazione n. 164/06);
- la determinazione del Direttore Generale dell'Autorità 14 ottobre 2004, n. 151/04 (di seguito: determina n. 151/04).

Viste altresì:

- la deliberazione del 29 dicembre 2006, n. 329/06 con cui l'Autorità ha approvato il bilancio di previsione per l'esercizio 1° gennaio 2007 – 31 dicembre 2007;
- l'atto predisposto dal Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo del 30 dicembre 2004, n. 2004/294 relativo all'assunzione dell'impegno di spesa per le attività della Guardia di Finanza.

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95, prevede che l'Autorità promuova la tutela degli interessi di utenti e consumatori, armonizzando il sistema tariffario con obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;
- l'articolo 2, comma 12, lettera c), della legge n. 481/95, prevede che l'Autorità controlli le condizioni di svolgimento dei servizi, in modo che tutte le ragionevoli esigenze degli utenti siano soddisfatte, garantendo il rispetto dell'ambiente, la sicurezza degli impianti e la salute degli addetti;
- l'articolo 2, comma 22, della legge n. 481/95, prevede che le pubbliche amministrazioni e le imprese sono tenute a fornire all'Autorità, oltre a notizie e informazioni, la collaborazione per l'adempimento delle loro funzioni;
- con la deliberazione n. 168/04, l'Autorità ha imposto agli esercenti il servizio di distribuzione del gas l'obbligo di effettuare un numero minimo di misure del grado di odorizzazione del gas per ogni impianto di distribuzione da essi gestito;
- una adeguata odorizzazione del gas consente di avvertire eventuali dispersioni e, conseguentemente, limitare i rischi derivanti dall'utilizzo del gas;
- la deliberazione n. 237/00 ha disposto che le tariffe di distribuzione del gas siano adeguate al potere calorifico superiore del gas, individuato sulla base delle particolari modalità di calcolo di cui all'articolo 16 della medesima deliberazione;
- la deliberazione n. 43/02 prevede che, nell'erogazione di tutti i servizi del mercato del gas naturale, l'esercente adegui la determinazione del corrispettivo per il servizio erogato al potere calorifico superiore effettivo;
- il funzionamento in condizioni di sicurezza delle apparecchiature istallate presso i clienti finali dipende anche dai valori di pressione relativa del gas;
- i controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo ed alla pressione relativa del gas devono essere effettuati secondo una procedura standardizzata e resa preventivamente nota agli esercenti;
- la deliberazione n. 104/02 prevede la possibilità di affidare studi, ricerche, sperimentazioni, speciali analisi economiche, giuridiche e legali, tecniche e finanziarie, nonché controlli e ispezioni, a persone, ditte o istituzioni, aventi alta, comprovata e documentata esperienza;
- la deliberazione n. 273/05 prevede la possibilità di avvalersi, per l'effettuazione di controlli tecnici, della collaborazione della Guardia di Finanza, nell'ambito e con le modalità previste dal Protocollo di Intesa;
- le deliberazioni n. 125/04, n. 157/05 e n. 164/06 hanno disposto di svolgere, rispettivamente nei periodi 1 novembre 2004 30 settembre 2005, 1 ottobre 2005 – 30 settembre 2006 e 1 ottobre 2006 – 30 settembre 2007, controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo ed alla pressione relativa del gas, nei confronti delle imprese di distribuzione;

- nel corso della campagna di cui alla deliberazione n. 164/06, consistente in cinquanta controlli tecnici, sono stati riscontrati due impianti con odorizzazione non conforme alla legislazione e normativa vigente in materia;
- con lettere in data 20 dicembre 2006 (prot. EA/M06/5874/ea) e in data 26 aprile 2007 (prot. EA/M07/1931/ea), il Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo dell'Autorità ha inviato alle Procure della Repubblica competenti le denunce ai sensi della legge n. 1083/71 per i casi di non conformità alla legislazione e normativa vigente in materia;
- con comunicazione interna in data 09 luglio 2007 (prot. DCQS/INT./02307) la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio ha trasmesso alla Direzione Vigilanza e Controllo l'elenco dei distributori e dei relativi impianti di distribuzione da sottoporre a controllo della qualità del gas per il periodo 1 ottobre 2007 – 30 settembre 2008;
- le deliberazioni n. 125/04, n. 157/05 e n. 164/06 hanno disposto di avvalersi, per lo svolgimento dei predetti controlli tecnici, della Stazione Sperimentale per i Combustibili, con sede in S. Donato Milanese (di seguito: Stazione Sperimentale per i Combustibili);
- l'effettuazione dei controlli tecnici ai sensi della deliberazione n. 164/06 ha confermato la validità della procedura approvata con determina n. 151/04 a meno di alcune modifiche da adottarsi in sede di revisione della procedura medesima.

Ritenuto opportuno:

- reiterare, nel periodo 1 ottobre 2007 – 30 settembre 2008, la campagna di controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo ed alla pressione relativa del gas nei confronti delle imprese di distribuzione;
- dare mandato al Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo dell'Autorità affinché:
  a) provveda all'aggiornamento della procedura per lo svolgimento dei controlli tecnici, approvata con determina n. 151/04, ai fini di: i) prevedere l'acquisizione di campioni di gas anche nella fase finale del controllo nei casi di andamento discontinuo della misura in campo, in modo da consentirne la misura anche in laboratorio; ii) definire una metodologia di risoluzione dell'eventuale contenzioso, nei casi in cui i risultati delle analisi in laboratorio del distributore differiscano da quelli ottenuti dalla Stazione Sperimentale per i Combustibili;
  b) pubblichi la procedura modificata di cui alla precedente lettera a) nel sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it e la comunichi alle principali Associazioni di categoria dei distributori di gas, al fine di garantirne la conoscenza;
- avvalersi, per lo svolgimento dei controlli tecnici previsti per il periodo 1 ottobre 2007 – 30 settembre 2008, della Stazione Sperimentale per i Combustibili, in possesso di comprovata e documentata esperienza in materia e istituzionalmente preposta a tali fini;
- avvalersi, per l'effettuazione dei medesimi controlli, della collaborazione della Guardia di Finanza, nell'ambito e con le modalità previste dal Protocollo di Intesa

DELIBERA

1. di svolgere, nel periodo 1 ottobre 2007 – 30 settembre 2008, n. 50 controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo ed alla pressione relativa del gas, nei confronti delle imprese di distribuzione;
2. di dare mandato al Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo dell'Autorità affinché:
   a) provveda all'aggiornamento della procedura per lo svolgimento dei controlli tecnici, approvata con determina n. 151/04, ai fini di: i) prevedere l'acquisizione di campioni di gas anche nella fase finale del controllo nei casi di andamento discontinuo della misura in campo, in modo da consentirne la misura anche in laboratorio; ii) definire una metodologia di risoluzione dell'eventuale contenzioso, nei casi in cui i risultati delle analisi in laboratorio del distributore differiscano da quelli ottenuti dalla Stazione Sperimentale per i Combustibili;
   b) pubblichi la procedura di cui alla precedente lettera a) sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it e la comunichi alle principali associazioni di categoria dei distributori di gas;
3. di avvalersi, per lo svolgimento dei predetti controlli tecnici, della Stazione Sperimentale per i Combustibili, in possesso di comprovata e documentata esperienza in materia e istituzionalmente preposta a tali fini;
4. di avvalersi, per l'effettuazione dei medesimi controlli, della collaborazione della Guardia di Finanza, nell'ambito e con le modalità previste dal Protocollo di Intesa;
5. di trasmettere il presente provvedimento alla Guardia di Finanza;
6. di trasmettere il presente provvedimento alla Stazione Sperimentale per i Combustibili;
7. di provvedere alla copertura finanziaria della spesa complessiva, riguardante le prestazioni della Stazione Sperimentale per i Combustibili per le attività relative ai predetti controlli tecnici nella misura non superiore a 80.000,00 (ottantamila) euro, I.V.A. compresa, a valere sul titolo I, categoria IV, capitolo 155, del bilancio di previsione dell'Autorità per l'esercizio 1 gennaio 2007 – 31 dicembre 2007;
8. di prevedere per le attività relative ai predetti controlli tecnici riguardanti le prestazioni della Guardia di Finanza un importo massimo pari ad euro 38.000,00 (trentottomila), I.V.A. compresa, quale quota parte della somma impegnata con atto del 30 dicembre 2004, n. 2004/294 predisposto dal Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo;
9. di dare mandato al Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo dell'Autorità per le azioni a seguire;
10. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge n. 481/95, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica dello stesso.

Milano, 16 luglio 2007

Il Presidente: Ortis

DELIBERAZIONE 16 luglio 2007.

Approvazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione, relative all'anno termico 2007-2008 per la società Gnl Italia S.p.A., in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 4 agosto 2005, n. 178/05 e modifica di disposizione del codice di rigassificazione. (Deliberazione n. 182/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 16 luglio 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 1 agosto 2005, n. 167/05 (di seguito: deliberazione n. 167/05);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2005, n. 178/05 (di seguito: deliberazione n. 178/05);
- la deliberazione dell'Autorità 15 maggio 2007, n. 115/07 (di seguito: deliberazione n. 115/07).

Considerato che:

- l'articolo 11 della deliberazione n. 178/05 prevede che le imprese di rigassificazione presentano all'Autorità i ricavi e le proposte tariffarie entro il 31 marzo di ogni anno;
- la società Gnl Italia S.p.A., con lettera in data 30 marzo 2007 (prot. Autorità n. 8219 del 2 aprile 2007), ha presentato, ai sensi dell'articolo 11, comma 11.1, della deliberazione n. 178/05, i ricavi e le proposte tariffarie relative all'anno termico 2007-2008;
- in data 15 maggio 2007, gli uffici dell'Autorità hanno inviato alla Gnl Italia S.p.A. (prot. EF/M07/2225/tdm) richiesta di dati e informazioni relativamente ai corrispettivi di scostamento e ai corrispettivi dei servizi ausiliari, nonché natura e modalità di determinazione dei consumi e delle perdite nella catena di rigassificazione, con la descrizione di eventuali metodologie di stima adottate;
- con lettera in data 5 giugno 2007 (prot. Autorità n. 13712 del 6 giugno 2007), Gnl Italia S.p.A. ha fornito gli approfondimenti richiesti;
- con lettera in data 27 giugno 2007 (prot. EF/M07/2948/tdm) gli Uffici dell'Autorità hanno inviato a Gnl Italia S.p.A., richiesta di correzioni relativamente alla determinazione dei ricavi di riferimento;

- con medesima lettera l'Autorità ha comunicato inoltre l'esito della verifica di cui all'articolo 6, comma 6.3 della deliberazione n. 178/05 condotta sulla base dei dati effettivi registrati degli anni termici 2004-2005 e 2005-2006; e che dalla suddetta verifica risultava come la quota per l'anno termico 2007-2008 non potesse eccedere l'1,7% dei quantitativi mensili di GNL consegnati al terminale;
- con lettera in data 3 luglio 2007 (prot. Autorità n. 16511 del 3 luglio 2007), Gnl Italia ha presentato una nuova proposta tariffaria; e che tale proposta tariffaria è risultata conforme ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 178/05.

Considerato che:

- l'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00 attribuisce all'Autorità il potere di verificare la conformità dei codici predisposti dalle imprese di rigassificazione con la disciplina di accesso e di erogazione del servizio medesimo dalla stessa definita; e che l'articolo 15, comma 6, della deliberazione n. 167/05 prevede che il codice di rigassificazione approvato ovvero modificato venga pubblicato dall'Autorità sul proprio sito internet e acquisti efficacia dal giorno della sua pubblicazione;
- il codice di rigassificazione della società Gnl Italia S.p.A., approvato con deliberazione n. 115/07, al capitolo 11, paragrafo 3.4, prevede che "la quantità di GNL rigassificato, riconsegnata dall'Operatore all'Utente presso il Punto di Riconsegna (espressa in MJ), corrisponderà alla quantità di GNL consegnata dall'Utente all'Operatore, dedotti i consumi e le perdite del Terminale di Panigaglia: un corrispettivo in natura pari al 2% dei quantitativi di GNL consegnato, approvato con delibera da parte dell'Autorità, dovrà essere corrisposto dall'Utente a copertura dei consumi e perdite del processo di rigassificazione".

Ritenuto che:

- sia necessario, in tempi utili all'avvio dell'anno termico 2007-2008, procedere all'approvazione della sopra richiamata proposta tariffaria;
- sia altresì necessario modificare la sopra richiamata disposizione del codice di rigassificazione della società GNL Italia S.p.A. in conformità con l'esito delle verifiche condotte ai sensi dell'articolo 6, comma 6.3 della deliberazione n. 178/05

DELIBERA

1. di approvare le proposte tariffarie di cui all'articolo 11 della deliberazione dell'Autorità n. 178/05, presentate dalla società Gnl Italia S.p.A. per l'anno termico 2007-2008, come riportate nelle *Tabelle 1 e 2*, allegate al presente provvedimento;

2. di modificare le disposizioni contenute nel capitolo 11, paragrafo 3.4, del codice di rigassificazione della società Gnl Italia S.p.A., approvato con deliberazione n. 115/07, sostituendo le parole "pari al 2% dei quantitativi di GNL consegnato, approvato con deliberazione da parte dell'Autorità" con le parole "pari ad un valore percentuale dei quantitativi di GNL consegnato, definito dall'Autorità nell'ambito del procedimento di verifica delle proposte tariffarie dell'impresa di rigassificazione";
3. di fissare per l'anno termico 2007-2008 e fino a successiva rideterminazione, la quota percentuale di cui all'articolo 6, comma 6.3 della deliberazione n. 178/05 pari a 1,7%;
4. di notificare alla società Gnl Italia S.p.A., con sede legale in piazza Santa Barbara n. 7, 20097 San Donato Milanese (Milano), in persona del legale rappresentante *pro tempore*, il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento;
5. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore alla data di pubblicazione;
6. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il codice di rigassificazione della società GNL Italia S.p.A. modificato ai sensi del punto 2.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica del provvedimento.

Milano, 16 luglio 2007

Il Presidente: Ortis

Tabella 1 – Tariffa di rigassificazione per il servizio continuativo per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di GNL Italia Spa
(anno termico 2007-2008)

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (euro/mc liquido)	2,752746
Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	Cna (euro/approdo)	17.262,822084
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (euro/GJ)	0,036849
	CVL^P (euro/GJ)	0,004424
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per mc consegnato	1,70%

Tabella 2 – Tariffa di rigassificazione per il servizio su base *spot* per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di GNL Italia Spa
(anno termico 2007-2008)

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (euro/mc liquido)	1,926922
Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	Cna (euro/approdo)	17.262,822084
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (euro/GJ)	0,036849
	CVL^P (euro/GJ)	0,004424
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per mc consegnato	1,70%

DELIBERAZIONE 24 luglio 2007.

Disposizioni per il periodo settembre-dicembre 2007 in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con la Slovenia. (Deliberazione n. 193/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 24 luglio 2007

Visti:

- la direttiva n. 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- il regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 con il relativo allegato (di seguito: regolamento n. 1228/2003), così come modificato dalla decisione della Commissione Europea 2006/770/CE del 9 novembre 2006, ed in particolare gli articoli 5 e 6;
- il regolamento (CE) n. 1223/2004 del Consiglio del 28 giugno 2004 (di seguito: regolamento n. 1223/2004), che modifica il regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda la data di applicazione di talune disposizioni alla Slovenia;
- la legge 14 novembre 1995 n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79;
- la legge 12 dicembre 2002 n. 273;
- la legge 27 ottobre 2003 n. 290;
- la legge 23 agosto 2004 n. 239;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 dicembre 2006 (di seguito: decreto 15 dicembre 2006);
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06;
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006 n. 288/06 (di seguito: deliberazione n. 288/06);
- la lettera di Terna – Rete elettrica nazionale S.p.A. (di seguito: Terna) - prot. TE/P2007009225 del 19 luglio 2007 avente oggetto "Allocazione congiunta della capacità tra Italia e Slovenia" e il relativo allegato "*Slovenian and Italian interconnection capacity access rules*" (di seguito: lettera 19 luglio 2007) con cui si comunica all'Autorità la proposta condivisa con il gestore della rete Slovena, Eles d.o.o. (di seguito: Eles) per l'allocazione congiunta della capacità di interconnessione per il periodo Settembre-Dicembre 2007.

Considerato che:

- il regolamento n. 1228/2003 prevede che le congestioni della rete di interconnessione siano risolte con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri

di mercato che forniscano segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato e ai gestori dei sistemi di trasmissione;

- l'allegato al regolamento n. 1228/2003 prevede, tra l'altro, che le capacità siano assegnate tramite aste esplicite o implicite e che i due metodi possano coesistere per la stessa connessione;
- il regolamento n. 1223/2004 prevede per la sola Slovenia l'obbligatorietà di allocazione della capacità di interconnessione secondo le metodologie di cui al precedente alinea a partire dal 1 luglio 2007;
- per l'anno 2007, la deliberazione n. 288/06, in applicazione di quanto disposto dal del decreto 15 dicembre 2006, prevede che l'allocazione della capacità di interconnessione per le frontiere di Francia, Austria e Grecia avvenga in modo congiunto tra Terna e i gestori di rete responsabili delle rispettive frontiere per mezzo di aste esplicite; per le frontiere di Svizzera e Slovenia il medesimo decreto prevede che l'allocazione avvenga in modo indipendente da parte di ciascun gestore sul 50% della totale capacità di interconnessione;
- l'articolo 2, comma 5, del decreto 15 dicembre 2006 prevede altresì che, a valere dal 1° luglio 2007, l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla frontiera italo-slovena, per la quota parte di capacità non ancora attribuita da Terna alla medesima data ai sensi del comma 3 del medesimo decreto, possa essere effettuata sulla base di accordi stipulati con il gestore di rete della Slovenia, adottando meccanismi di mercato per l'assegnazione congiunta;
- con la lettera 19 luglio 2007 Terna ha informato l'Autorità che è stato possibile raggiungere un accordo con il gestore sloveno Eles per l'allocazione congiunta della capacità di trasporto disponibile sulla frontiera slovena per il periodo settembre-dicembre 2007, per mezzo di una metodologia di allocazione analoga a quella già adottata per le frontiere di Francia, Austria e Grecia per l'anno 2007;
- le regole per la gestione delle aste esplicite l'assegnazione della capacità sulla frontiera slovena inviate da Terna – in allegato alla lettera 19 luglio 2007 sono conformi a quanto previsto dal Regolamento 1228/2003.

Ritenuto che sia opportuno:

- uniformare la metodologia di allocazione della capacità di trasporto sulla frontiera slovena per il periodo comprendente i mesi tra settembre e dicembre 2007 a quella già prevista dalla deliberazione n. 288/06 per le altre frontiere con Paesi tenuti a recepire quanto disposto dal Regolamento 1228/2003

DELIBERA

1. di prevedere che l'allocazione della capacità di trasporto disponibile sulla frontiera slovena per il periodo comprendente i mesi tra settembre e dicembre 2007 avvenga tramite assegnazione congiunta sulla base delle regole inviate da Terna con la lettera 19 luglio 2007 e allegate al presente provvedimento (*Allegato A*);

2. di inviare, per informazione, copia del presente provvedimento alla *Commission de régulation de l'énergie, 2 rue du Quatre Septembre, 75084 Paris,* Francia, all'Ufficio federale dell'energia, *Worblenstrasse 32, Ittigen,* Svizzera, all'*E-Control GmbH, Kaerntner Rudolfsplaz 13a, 1010, Wien,* Austria, all'*Agencija za energijo Republike Slovenije, Svetozarevska ul. 6, Maribor,* Slovenia ed alla *Regulatory Authority for Energy, Michalakopoulou Street* 80, 10192 *Athens* Grecia;
3. di trasmettere copia del presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro degli Affari Esteri, al Ministro delle Politiche Comunitarie ed alla società Terna;
4. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 24 luglio 2007

Il Presidente: Ortis

ALLEGATO *A*

Section I. Introduction

1.01. General Context

In accordance with Regulation (EC) n° 1228/2003 of the European Parliament and of the Council, of 26th of June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity, the Auction Rules set out the terms and conditions governing the allocation of available Interconnection Capacity via Auctions in both directions on the Slovenia-Italy Interconnection.

ELES d.o.o. (ELES) the Slovenian Transmission System Operator and TERNA Rete Elettrica Nazionale Spa (TERNA) the Italian Transmission System Operator (TSO) have commissioned the Auction Operator to allocate the available Interconnection Capacity starting from the 1st of September till the 31st of December 2007, with regard to the interconnections between Slovenia and Italy in both directions.

The allocation regulated in these Auction Rules refers to available Interconnection Capacity not assigned yet for 2007. The Capacity already assigned by TERNA for 2007 on the Italian-Slovenian interconnection still follows the “Slovenia-Italy and Switzerland –Italy interconnection capacity access rules 2007” (Version 1.0 published on Terna web site) except what is set in this Regulation.

The available Interconnection Capacity is offered by the Auction Operator in form of Physical Transmission Rights (PTRs). The auctioning of Interconnection Capacity is not a commercially motivated activity but one aimed at providing a transparent market based method of congestion management. The importance of the interconnections for the liberalization of the EU electricity market requires a strict policy with regard to the collection of payments and default consequences.

1.02. Auction Procedure

For the allocation of Available Capacity on the Slovenia-Italy Interconnection for the period September-December 2007:

− ELES operates, as Auction Operator, the Auction of PTRs for the export direction from Slovenia to Italy on behalf of both TSOs;

− TERNA operates, as Auction Operator, the Auction of PTRs for the export direction from Italy to Slovenia on behalf of both TSOs.

All relevant information is made available on the Auction Websites according to Article 2.07.

1.03. General aspects of – Auction Rules

These Auction Rules describe (among other aspects) the requirements that Users must fulfil to participate in the Yearly, Monthly and Daily Auctions, the Auction proceedings, the awarding of PTRs, the conditions to access Secondary PTR Market and the utilisation of Interconnection Capacity.

Article 9.02 contains a limitation of liability. As a matter of fact, this liability limitation is in line with all relevant national and European legislation. These Auction Rules, in particular, are handling the allocation of Yearly, Monthly and Daily Interconnection Capacities on the Slovenia-Italy Interconnection. The Auction Rules may be amended by ELES and TERNA along the way in order to improve or clarify provisions and procedures and to fill gaps according to Article 9.07.

1.04. Legal qualification of the awarding of PTRs pursuant to an Auction

The auctioning is in respect of Interconnection Capacity only. The auctioning and awarding of PTRs and the financial settlement of the Auction results do not involve energy transports or any rights, liabilities or financial aspects pertaining to energy transports. PTR holders can invoke vis-à-vis ELES or TERNA no

other right than that Interconnection Capacity is made available to them subject to the provisions in these Auction Rules.

A successful Bid for Interconnection Capacity commits ELES, TERNA and the User to fulfil their respective duties. ELES and TERNA are obliged to make Interconnection Capacity for electric energy transfer available to the PTR holder while the PTR holder is under the obligation to pay the Interconnection Capacity Price to ELES for the allocation of capacity in direction from Slovenia to Italy and to TERNA for the allocation of capacity in direction from Italy to Slovenia.

1.05. Collection of debts / waiver of right to compensate

TERNA, as Auction Operator, collects on behalf of both TSOs all debts resulting from the Auction of PTRs in direction from Italy to Slovenia.

ELES, as Auction Operator, collects on behalf of both TSOs all debts resulting from the Auction of PTRs in direction from Slovenia to Italy.

Although ELES and TERNA collect these payments on behalf and in the name of both TSOs, Users accept by participating in the Auctions that they can only be discharged of their debts through payment to the appropriate TSO (either to ELES for PTRs in direction from Slovenia to Italy or to TERNA for PTRs in direction from Italy to Slovenia) and that payment of a debt to the other TSO will not release them from this obligation. Moreover, as payment by compensation would thwart the administrative structure of the co-operation between both TSOs, Users waive the right to offset any debts that arise in connection with an Auction to claims that those Users have on a TSO, whether or not arising out of an Auction (see Article 8.03).

Section II. General

Article 2.01 Definitions

Advance Payment Invoice	The invoice issued to the PTR holder directly after the conclusion of the Yearly and/or Monthly Auction, which must be settled no later than two (2) days before the publication of auction specifications for the next auction.
Auction Administrator:	Company operating the Auction Tool/Auction System.
Auction Operator:	ELES operates Yearly, Monthly and Daily Auctions of PTRs from Slovenia to Italy. ELES is referred to as Auction Operator for Yearly, Monthly and Daily Auctions in the direction from Slovenia to Italy. TERNA operates Daily Auctions of PTRs from Italy to Slovenia. TERNA is referred to as Auction Operator for Daily Auctions in the direction from Italy to Slovenia.
Auction Rules:	Herewith Auction Rules.
Auction Specification:	Information on the Auction provided on the Auction Website.
Auction Tool:	IT system used by TERNA to receive Bids from Users, process them and return the results of the Auction.
Auction System:	IT system used by ELES to receive Bids from Users, process them and return the results of the Auction.
Auction Website:	Websites of the TSOs referred to in Article 2.06 of these - Auction Rules.
Auction:	Yearly, Monthly and/or Daily Auction held under these Auction Rules.
Auctioning Day:	All calendar days, on which Auctions take place. Bids can be submitted on this day.

Bank Guarantee:	Bail in form of an irrevocable and directly enforceable bank guarantee valid for a limited period waiving any exceptions or set-offs. The Italian Bank Guarantee must be subject to Italian law and be provided by a major bank with a registered office located in Italy. The Slovenian Bank Guarantee must be subject to Slovenian law and be provided by a major bank with a registered office located in Slovenia.
Beneficiary:	A User that acquires a PTR as a result of a PTR Transfer.
Bid File:	File including all Bids submitted to TERNA, acting as Auction Operator, by a User for a given Auction in electronic form.
Bid:	A Bid in Euro (€) per MWh for a PTR, submitted by a User for a Yearly, Monthly and/or Daily Auction which complies with the requirements of these Auction Rules.
Block:	A quantity of MW made available at Auction over a range of hourly periods and/or a range of days.
Clearing Price:	Price expressed Euro (€) per MWh charged to PTR holders for PTRs resulting from an Auction.
Congestion Management Rules on the Italian Interconnection:	Rules describing the provisions governing congestions management on the interconnection grid, including also application procedures, terms and conditions to assign virtual production/consumption units to the signatory of Dispatching Contract. These rules are issued by TERNA and displayed on its website.
Counterparty:	Refers to a legal entity designated by the PTR holder/Beneficiary as his counterparty according to the Auction Rules.
Daily Auction:	PTR auctioning for the respective following day.
Day of Execution:	Day on which electricity transports using the PTR obtained in an Auction take place.

Daily Interconnection Capacity:	Part of Interconnection Capacity to be allocated in the Daily Auction in form of PTRs.
Dispatching Contract:	Contract which sets out rights and obligations related to the dispatching service according to the Italian Regulator (AEEG).
ELES:	ELEKTRO-SLOVENIJA, d.o.o. ("ELES") with registered office in 1001 Ljubljana, Hajdrihova 2, Slovenija. ELES is the Slovenian Transmission System Operator.
ETSO Scheduling System	IT System used by ELES for Scheduling, Nomination and Transfer of PTR.
Interconnection Capacity Price:	Price, expressed in Euro (€) per MWh payable by a PTR holder as a result of the successful Bid in the Auction.
Interconnection Capacity:	The available cross-border electric energy transfer capacity on the interconnections between Slovenia and Italy.
Monthly Auction:	PTR auctioning for the respective following month.
Monthly Interconnection Capacity:	Part of Interconnection Capacity to be allocated in the Monthly Auction in form of PTRs.
Nomination:	Notification to the TSOs by a PTR holder and his Counterparty of his schedules relating to the power expressed in integer value of MW which he wants to use within the capacity defined by the PTRs awarded to him.
Notification File:	File transmitted to TERNA by a PTR holder in the context of Secondary PTR Market.
Net Transfer Capacity ("NTC"):	The maximum exchange program between two control areas compatible with security standards applicable in both areas and taking into account the technical uncertainties on future network conditions.
Physical Transmission Right (PTR):	Right to use Interconnection Capacity for electricity transfers expressed in MW.

Product:	A Block or set of Blocks in a form of PTRs sold through an Auction.
Product Code	Unique code that identifies product traded at Auction.
PTR holder:	User which has obtained a PTR in the Auction or via Secondary PTR Market.
PTR Transfer:	Mechanism by which a PTR holder may transfer a PTR to User.
PTR Resale:	Mechanism by which a PTR holder may resale PTR back to the TSO.
Reseller:	A PTR holder that resells PTR to Monthly or Daily Auction in respect of a Resale Notification.
Secondary PTR Market:	Mechanism that permits transfer and resale by a PTR holder of the PTRs acquired at Yearly, or Monthly Auctions according to this Auction Rules.
TERNA:	TERNA with registered office at Via Arno 64, 00198 Roma Italy and commercial register number 05779661007– the Italian transmission system operator and Auction Operator according to these Rules.
Transfer Notification:	Mechanism and information transmission process between a PTR holder and TSOs defined in Article 6.01.
Transferor:	PTR holder that effectuates a PTR Transfer.
User:	Legal entity, which participates in, intends to participate in or has participated in an Auction and/or Secondary PTR Market.
Yearly Auction:	PTR auctioning for the following year period from 1st of September through 31st of December 2007 of a calendar year.
Yearly Interconnection Capacity allocated by ELES:	Part of Interconnection Capacity to be allocated in the Yearly Auction in form of PTRs.
Yearly Interconnection Capacity allocated by TERNA:	Yearly Capacity already assigned by TERNA for 2007

Article 2.02 Yearly, Monthly and Daily Auctions

Separate Auctions are held for PTRs in each direction from Slovenia to Italy and from Italy to Slovenia.

The following Auctions take place from Slovenia to Italy:

a. Yearly Auctions in respect of PTRs for annual electricity transports from 1st of September through 31st of December 2007;

b. Monthly Auctions in respect of PTRs for Monthly electricity transports from the first through the last day of a calendar month;

c. Daily Auctions in respect of PTRs for Day ahead electricity transports;

The following Auctions take place from Italy to Slovenia:

a. Daily Auctions in respect of PTRs for Day ahead electricity transports;

Article 2.03 Interconnection Capacity for Yearly, Monthly and Daily Auctions

1. The Interconnection Capacity for auctioning in form of PTRs is the interconnection capacity available at the border between Slovenia and Italy according to the criteria defined by ETSO and agreed via Pentalateral Agreement.
2. The Interconnection Capacity is published on the Auction Websites.
3. PTRs acquired through Yearly Auctions - that are not paid or that have been called off (even if referring to previous allocation made by Terna) or that are not allocated yet – shall increase the Monthly Interconnection Capacity and be part of the Monthly Auctions.
4. PTRs acquired through Monthly Auctions that are not paid or that have been called off or that are not allocated yet shall increase the Daily Interconnection Capacity and be part of the Daily Auction.
5. Users will be timely informed by publication on the Auction Websites of the Interconnection Capacity for each Auction.

NTC **values on the Slovenia to Italy interconnection**

	Direction from Slovenia to Italy			
Indicative -not binding values	**Winter (MW)**		**Summer(MW)**	
Periods	7h-23h	23h-7h	7h-23h	23h-7h
Monday until Saturday	430	395	330	310
Sunday and holidays	395	395	300	310

Where:

− Winter period includes the following months: January, February, March, April, October, November and December, including particular conditions if necessary, defined in the Auction Specifications

− Summer period includes the following months: May, June, July, August and September, including particular conditions for August or other month, if necessary, defined in the Auction Specifications.

− Holidays are the Italian holidays.

Article 2.04 Basis on which Interconnection Capacity is offered

(1) PTRs are offered in units of 1 MW

(2) For Yearly, Monthly and Daily Auctions, PTRs are offered as Products defined by TSOs, published on the Auction Website in accordance with this Auction Rules.

Article 2.05 Firmness of PTRs and Guarantee of schedules

1. For Yearly and Monthly Auctions, PTRs are offered on a firm basis except for the cases where curtailments are necessary due to circumstances that constitute Force Majeure or if safe network operation can only be secured by curtailing PTRs after all other available measures are taken into account according to relevant national and European legislation. Only in case of PTR curtailments for network security reason, the PTR holder is compensated at 100% of the total payments effectuated for the hours of curtailed PTRs. However, PTR curtailment is allowed up to 35 equivalent days. PTRs acquired through Yearly and Monthly Auctions are curtailed on a 'pro rata' basis.
2. For Daily Auctions PTRs are offered on a firm basis except for the cases where curtailments are necessary due to circumstances that constitute Force Majeure.
3. In the event of a failure to make Interconnection Capacity available to the extent PTRs are offered firm, the TSOs shall only be obliged to pay a refund in accordance with paragraph (1) or (2). TSOs shall not be liable to a PTR holder for any incidental, indirect or consequential damages caused by such failure.

Article 2.06 Auction Website

Each TSO maintains as a part of his website a website designated for Auctions. On this Auction Websites the following publications are made:

a. Auction Rules, and any alterations thereof;

b. announcements pursuant to these Rules;

c. Auction Specifications;

d. names, fax and telephone number(s) e-mail address(es) of contact persons of TSOs;

e. formats of documents related to the Auction to be downloaded and used by Users;

f. net Transfer Capacities values on the Slovenian/Italian interconnection according to ETSO definition;

g. results of an Auction (Clearing Price, quantity for all products);

h. aggregated Nominations;

i. number of User with successful Bids and overall number of Users

j. programmed curtailments;

k. indicative calendars for Yearly and Monthly Auctions;

l. any other relevant information.

Article 2.07 Conduct of Users

(1) Prior to, during and after an Auction, Users must refrain from any action or behaviour which adversely affects or threatens to adversely affect competition in the bidding proceedings or which aims at gaming or which in any other way disrupts or threatens to disrupt the Auction proceedings, or the transparency, cost-effectiveness or fairness thereof.

(2) ELES and TERNA, respectively as Auction Operators, on the Interconnection between Slovenia and Italy, are separately entitled to warn, in consultation with the competent regulators, those who act or behave or have acted or behaved in violation of the first paragraph, who misuse any right or position obtained pursuant to an Auction or who do not comply with any other provision of these Auction Rules.

Article 2.08 Currency

Financial securities, price settlement and payments with respect of the Auction as well as financial information are made in Euro (€).

Section III. Participation requirements

Article 3.01 Registration requirements

(1) User must register with both of the TSOs by submitting a completed statement of acceptance form given in ANNEX I.

(2) The statement of acceptance has an undetermined duration, notwithstanding the obligation for the User to inform TSOs forthwith of any changes and notwithstanding the right of TSOs to request a renewal of the registration and/or the documents to be submitted.

(3) By signing the statement of acceptance, the User undertakes to comply with all the provisions contained in the Auction Rules.

Article 3.02 Financial guarantees

As prerequisite for participation in the Allocation Mechanisms, the User has to fill the ANNEX VI to apply for participation to the Auctions in one or two directions and fulfil the following requirements.

a. *Auctions in direction from Italy to Slovenia*

Users who want to participate to Terna's allocations only (case b.1) in the ANNEX VI), are required to provide TERNA with an Italian Bank Guarantee covering all outstanding debts resulting from the Auction of PTRs from Italy to Slovenia.

The Italian Bank Guarantee must be issued by a credit institution according to the model supplied in ANNEX II.

The minimum amount of the Bank Guarantee is Fifty thousand (50 000) Euros.

If this amount is not sufficient to cover outstanding debts, TERNA will ask the PTR holder to increase the amount of his guarantee within 10 working days.

If the PTR holder does not fulfil the request, he will not be able to participate in the next Auction.

The User may not participate in the Auction during the 90 calendar days preceding the expiry date of his Italian Bank Guarantee, unless he has first provided TERNA with a new Italian Bank Guarantee with a longer validity period. This new Italian Bank Guarantee must have been accepted by TERNA.

b. *Auctions in direction from Slovenia to Italy*

Yearly and Monthly Auctions will be settled monthly, directly on to the transaction account of ELES on the basis of an advance payment invoice. The User must settle the liabilities arising from his advance payment invoice respectively:

- For Yearly PTRs: not later than two (2) working days before the date of publication of Auction Specification for PTRs referred to the same month of the not settled Monthly PTRs;

  for Monthly PTRs: not later than two (2) working days before the date of publication of Auction Specification for Daily PTRs referred to the same month of the not settled Monthly PTRs..

Users who want to participate to ELES's daily allocation only (case a.3 in the ANNEX VI):

- will be provided with the balance sub account opened by ELES in the name of the User for settlement of liabilities.

or, alternatively

- are required to provide ELES with a Bank Guarantee covering all outstanding debts resulting from the Daily Auctions.

The minimum amount of the Bank Guarantee is Fifty thousand (50 000) Euros. User's bidding ability at specific Auction depends of the current level of his Bank Guarantee. The amount of the Bank Guarantee is adjusted by the User.

In order to participate at the Auction the User has to provide sufficient funds on his deposit sub account or Bank Guarantee before the start of the Daily Auction. With every Bid inserted in to the Auction System by User, application will automatically check sufficiency of funds on the deposit sub account/Bank Guarantee. User's biding ability at specific Auction depends of the current level of funds on his deposit sub account/Bank Guarantee.

If the User wants to participate to the allocations in both directions, he will have to fulfil both requirements of points a) and b).

Article 3.03 Requirements in respect of grid access

In order to participate in the Auctions, the User:

- must have signed a Dispatching Contract and be compliant with the Congestion Management Rules on the Italian Interconnection published on Terna website

or

- must be a Balance Responsible Party or must have signed a Contract for settlement of imbalances with the Balance Responsible Party in Slovenia;

and

- must have the same registered EIC code with both TSOs.

For daily Auctions, the User must be compliant with all the above requirements.

Section IV. Auction proceedings

Article 4.01 Auctions Specification

(1) The Auction Specifications are displayed on the Auction Website:

a) No later than 7 days before the start of the Yearly Auctions;

b) No later than 5 days before the start of the Monthly Auctions;

c) The Auction Operator will publish the indicative ATC values on the direction from Slovenia to Italy no later than 06:00 pm of D-2. The final daily ATC is published after the netting process, around 07:15 am of D-1.

(2) The Auction Specification consists of information regarding:

- Products made available for Auctions:
    a. Annual Product: base load, base load without August, peak load;
    b. Monthly Product: base load and peak-load;
    c. Daily Product: hourly products;
- Auctions time table;

- Interconnection Capacity;
- Gate openings and closures;
- Timeframe for results publication;
- Deadline to contest results;
- Other information.

(3) Some information provided with the Auction Specification may be modified during the year and up-dated on the Auction Website.

Article 4.02 Yearly, Monthly and Daily Auctions on the Interconnection between Slovenia and Italy

(1) Yearly Auction on the Interconnection in the direction from Slovenia to Italy

ELES, as Auction Operator, will perform the joint allocation of available Yearly Interconnection Capacity from Slovenia to Italy.

Yearly Interconnection Capacity is published in the Auction Specifications on the Auction Websites seven (7) days before the start of the Yearly Auction.

a. Only those Bids submitted by Users, which meet the requirements of the Auction Rules in particular, those of Article 4.03 and Article 4.04 shall be considered in the Auction.

b. Each User is informed of the outcome of his Bid(s) no later than 30 minutes after the conclusion of the Yearly Auction. The results of the Auctions are announced on the Auction Websites shortly after the Users have been informed individually.

c. Detailed information about the Yearly Auction is published in Auctions Specifications according to Article 4.01.

(2) Monthly Auction on the Interconnection in the direction from Slovenia to Italy

ELES, as Auction Operator, will perform the joint allocation of available Monthly Interconnection Capacity from Slovenia to Italy.

Monthly Interconnection Capacity is published in the Auction Specifications on the Auction Websites five (5) days before the start of the Monthly Auction.

a. Only those Bids submitted by Users, which meet the requirements of the Auction Rules in particular, those of Article 4.03 and Article 4.04 shall be considered in the Auction. The Monthly Interconnection Capacity will consist of:

  - the Monthly Interconnection Capacity resulting from the Monthly ATC;
  - The Yearly Interconnection Capacity allocated by ELES to be resold via Secondary PTR Market as Monthly products;
  - The Yearly Interconnection Capacity allocated by TERNA to be resold via Secondary PTR Market as Monthly products;
  - the Yearly Interconnection Capacity allocated by ELES which has not been paid.

b. Each User is informed of the outcome of his Bid(s) no later than 30 minutes after the conclusion of the Monthly Auction. The results of the Auctions are announced on the Auction Websites shortly after the Users have been informed individually.

c. Detailed information about the Monthly Auction is published in Auctions Specifications according to Article 4.01.

(3) Daily Auctions on the Interconnection between Slovenia and Italy

a. Daily Auctions from Italy to Slovenia

TERNA, as Auction Operator, will perform the joint allocation of available Interconnection Capacity from Italy to Slovenia, five (5) days a week.

a. Daily Interconnection Capacity is published on the Auction Websites at 01:00 pm on the D-2.

b. Daily Auctions are held at 02:00 pm of the second day preceding the Day of Execution (D-2); Thursday for the following Saturday, Sunday and Monday; Friday for the following Tuesday.

c. Bids must have reached TERNA, as Auction Operator, before 03:00 pm on the D-2.

d. Only those Bids submitted by Users, which meet the requirements of the Auction Rules, in particular those of Article 4.03 and Article 4.04 shall be considered in the Auction.

e. Each User is informed of the outcome of his Bid(s) shortly after 03:00 pm and no later than 4:00 pm on the D-2. The results of the Auctions are announced on the Auction Websites shortly after the Users have been informed individually.

f. The above time schedules may be jointly modified by both TSOs acting as Auctions Operators via Auctions Specifications.

g. The PTRs allocated by TERNA will be construed as automatically Nominated (obligatory use of capacity allocated).

b. Daily Auctions from Slovenia to Italy

ELES, as Auction Operator, will perform the joint allocation of available Interconnection Capacity from Slovenia to Italy, on a daily basis except for Saturdays, Sundays and public holidays.

a. The indicative Interconnection Capacity available for a Daily Auction is published on the Auction Website no later than 06:00 pm the day before the Auctioning Day is taking into account. Final Interconnection capacity is published after the netting process approximately at 07:15 am on D-1. The Daily Interconnection Capacity will consist of:

- the Daily Interconnection Capacity resulting from the Daily Auctions in direction from Italy to Slovenia;

- The Yearly and Monthly Interconnection Capacity allocated by ELES to be resold via Secondary PTR Market as daily products;

- The Yearly and Monthly Interconnection Capacity allocated by TERNA to be resold via Secondary PTR Market as daily products;

- the Yearly and Monthly Interconnection Capacity allocated by ELES which has not been paid or not nominated;

- the Yearly Interconnection Capacity allocated by TERNA which has not been paid or not nominated.

b. Daily Auctions are held on the last working day preceding the Day of Execution.

c. Bids must be submitted to ELES Auction System between 07:45 am and 08:15 am on the D-1.

d. Only those Bids submitted by Users, which meet the requirements of the Auction Rules, in particular, those of Article 4.03 and Article 4.04shall be considered in the Auction.

e. Each User is informed of the outcome of his Bid(s) no later than 30 minutes after the conclusion of the Daily Auction. The results of the Auctions are announced on the Auction Websites shortly after.

f. The above time schedules may be jointly modified by both TSOs acting as Auctions Operators via Auctions Specifications.

Article 4.03 Format of Bids and Bid limitation

1. Bids for Auctions in direction from Italy to Slovenia organized by TERNA, acting as Auction Operator, are submitted via Bid file for Auctions. Each User may submit a Bid File with a maximum of 10 Bids.

   In all Auctions, for each Bid the requested Interconnection Capacity must not exceed the overall Interconnection Capacity available for the respective Auction.

2. Bids for Auctions in direction from Slovenia to Italy organized by ELES, acting as Auction Operator, are submitted directly through Auction System. The number of bids send via Auction System is not limited.

Article 4.04 Submission of Bids for Yearly, Monthly and Daily Auctions

a. *Submission of Bids for Daily Auctions organized by TERNA, acting as Auction Operator*

The User submits his Bid File via the Auction Tool in accordance with the formats defined in ANNEX IV Bids not submitted in the required format will not be taken into account.

Bids give rise to functional acknowledgement of receipt. If the functional acknowledgement of receipt is not issued, the Bid in question is deemed not to have been submitted.

For further consideration each Bid must contain the following unambiguous and legible specifications:

a. The value of the Bid in €/MWh (max. two decimals);

b. The amount, in Blocks of integer quantity (MW) minimum 1 MW, of the required Interconnection Capacity.

The Auction Tool enables Users to submit a Bid file for a given Auction. The User accesses the Tool according to the conditions set out in ANNEX V.

If the above specified Bid submission conditions cannot be implemented for a given Auction, TERNA Notifies the User, by e-mail and via the Auction Tool or by fax, of the switch to downgraded mode. The TSOs will also publish information on their Auction Websites, if available.

The notification of the switch to downgraded mode indicates which of the types of downgraded mode defined in ANNEX V has been adopted, and the new Auction Specifications that apply.

TERNA, may under no circumstances be held responsible if it is unable to contact the Users via the channels above, or if it is unable to publish an announcement on the Auction Websites.

Bids submitted prior to the switch to downgraded mode are deemed invalid and must be submitted again according to the conditions stipulated in the event of downgraded mode being adopted.

If the conditions stipulated in the event of downgraded mode being adopted cannot be implemented in time for a given Auction, that Auction is cancelled and all Bids already submitted are automatically cancelled.

b. *Submission of Bids for Yearly, Monthly and Daily Auctions organized by ELES, acting as Auction Operator*

The User submits a Bid via Auction System held by ELES. On a particular auction date, only Bids for PTR products, which are the subject of the Auction, can be submitted.

The Auction Operator may delete a Bid by a particular User in the Auction, if it was not submitted in accordance with these Auction Rules. In case the Auction Operator deletes a certain Bid, it shall inform the User thereof before or after such action.

Users may submit only limited or All or Nothing Bids. Limited Bids shall be those Bids, in which the User sets the highest acceptable price for PTRs. All or Nothing bid can only be executed in the exact amount specified in the Bid.

Any bid shall include the following information:

- Identification number of the User;
- Product code;
- Maximum quantity in MW, rounded to one (1) MW;
- Net price excluding VAT, given in €/MWh. The price must be rounded to maximum of two decimal and shall not be equal or less than zero.

Time of receipt of a Bid on the Auction shall be the time stamp assigned by the Auction Operators Auction System upon entering of the Bid.

Users do not have the option to view the Bid Register, during the Auction they only see their own Bids.

Auction Operator does not see the prices in Bid Register during the Auction.

If the above specified Bid submission conditions cannot be implemented for a given Auction, ELES Notifies the User, by telephone, fax or e-mail, of the switch to downgraded mode according to the Article 6.03. ELES may under no circumstances be held responsible if it is unable to contact the Users via the channels above.

In case of technical difficulties on the side of User, his bids may be sent by fax to the Auction Operator on the prescribed form. Only those bids received by the Auction Operator at least 15 minutes before the close of an auction shall be valid.

The prescribed form and fax number are displayed on the web pages of the Auction Operator. The Auction Operator shall enter the received bids in the Auction System, by virtue of which each bid shall be assigned a time stamp and shall become effective. User may, for an individual auction for a specific border, send only one form with not more than one (1) bid for an individual product.

Section V. Determination of Auction results

Article 5.01 Awarding of PTRs

The Interconnection Capacity available for Auctions is auctioned in each direction jointly by the TSOs under uniform terms and conditions (i.e. one Clearing Price for each transfer direction) in form of PTRs.

The TSOs, acting as Auction Operators, classify all Bids received as follows:

a. Case 1:

If the sum of all Bids submitted for a given Auction falls short of or equals the total Interconnection Capacity, no Clearing Price is charged to the PTR holder.

b. Case 2:

- Auctions in direction Slovenia to Italy

If the sum of all Bids submitted for a given Auction strictly exceeds the Interconnection Capacity, a Clearing Price is charged to the PTR holder. For this purpose, the Bids are sorted out by the criterion price/time stamp, starting with the highest price and ending with the lowest one. Should several bids have the same price, the priority shall be given to Bids with earlier time stamp.

The requested Interconnection Capacities of the Bids are added up. Up to the Bid (marginal Bid), which represents the level above which the sum of the Interconnection Capacity requested by the Users strictly exceeds the Interconnection Capacity. Each User receives the Interconnection Capacity requested at the price of this marginal Bid in form of a PTR. In cases where several Bids have the same price, the priority shall be given to Bids with earlier time stamp.

The Clearing Price determined according to the above principle is used as a basis for calculating the charges for Interconnection Capacity Price and apply to all PTR holders.

PTRs are considered to have been awarded to a successful PTR holder at the moment that PTR holder has been informed by the respective Auction Operator.

- Auctions in direction Italy to Slovenia

If the sum of all Bids submitted for a given Auction strictly exceeds the Interconnection Capacity, a Clearing Price is charged to the PTR holder. For this purpose, the Bids are sorted out by the prices offered, starting with the highest price and ending with the lowest one.

The requested Interconnection Capacities of the Bids are added up. Up to the Bid (marginal Bid), which represents the level above which the sum of the Interconnection Capacity requested by the Users strictly exceeds the Interconnection Capacity, each User receives the Interconnection Capacity requested at the price of this marginal Bid in form of a PTR. The remaining Interconnection Capacity is allocated to the marginal Bid. If the Interconnection Capacity is reached with several Bids of the same price, the remaining Interconnection Capacity is distributed pro-rata in proportion to the requested Interconnection Capacity of the Bids.

The Clearing Price determined according to the above principle is used as a basis for calculating the charges for Interconnection Capacity Price and apply to all PTR holders.

The PTRs granted by TERNA in Daily Auction in direction from Italy to Slovenia will be considered automatically nominated on the border (obligatory use of capacity allocated), as set forth in Article 4.02, point (3) a, letter g.

PTRs are considered to have been awarded to a successful PTR holder at the moment that PTR holder has been informed by the respective Auction Operator.

Article 5.02 Notification of Auction results

After the Auctions, each PTR holder is informed of its results via Auction System and via Auction Tool.

The results of Auctions are published on the Auction Website, according to the deadline and containing the details indicated in the Auction Specification (see Article 4.02).

If the Auction Website or the Auction Tool are unavailable, PTR holders are informed of the results of the Auction *via* other means of communication.

Article 5.03 Deadline for contesting results

The PTR holder may contest the Auction results according to the conditions and within the deadline specified in the Auction Specifications.

The Auction Operator shall reply to the PTR holder no later than the deadline indicated in the Auction Specifications.

If the PTR holder does not contest the Auction result within the deadline and under the condition specified in the Auction Specifications, the PTR holder looses the right to contest.

Section VI. Secondary PTR Market

ELES operates the Secondary PTR Market in direction from Slovenia to Italy on behalf of both TSOs via the Auction System, for Yearly and Monthly PTRs allocated by ELES.

TERNA operates the Secondary PTR Market in direction from Slovenia to Italy on behalf of both TSOs via fax according to ANNEX IX and ANNEX X, for Yearly PTRs allocated by TERNA.

Article 6.01 PTR Transfers

a. Characteristics of PTR Transfers

PTRs allocated through Yearly and Monthly Auctions or resulting from PTR Transfer may be transferred by a Transferor to a Beneficiary.

The PTRs Transferred must be indicated without taking account of any programmed curtailment, such as those described in Article 2.05.

TSOs reserve the possibility of applying the conditions defined in Article 2.05 in the event of curtailments.

Beneficiary transferred PTRs can only be the User that fulfils all the conditions specified in the Section III of these Auction Rules.

The minimum volume for a PTR Transfer is 1 MW over 1 hour.

b. Financial arrangements

Transfer of Capacity is allowed if all liabilities resulting from the auction of PTR that is a subject of Transfer is settled by Transferor.

The Transferor remains responsible of the Interconnection Capacity Price for the PTRs Transfers without any additional fee.

In case of curtailment, eventual indemnification according Article 2.05 shall be in favour of the Beneficiary.

c. Transfer Notification for PTRs in direction from Slovenia to Italy

Transfer Notifications for yearly and monthly PTRs assigned by ELES must be notified to ELES via ETSO Scheduling System or exceptionally via fax.

Transfer Notifications for yearly PTRs assigned by TERNA must be notified to TERNA via fax using the ANNEX IX as application form.

A Transferor may ask ELES/TERNA to cancel a PTR Transfer. The cancellation is accepted under the following conditions:

- The Beneficiary is, at the time of the cancellation, PTR holder of at least the same amount of PTRs as in the Transfer Notification to be cancelled;
- The cancellation notification respects the same deadlines as a Transfer Notification, listed below, for the same transfer period.

A PTR Transfer accepted by ELES/TERNA may be cancelled and replaced by a new PTR Transfer if:

- The Transferor asks ELES/TERNA to cancel the PTR Transfer, according to the conditions stipulated above;

- The Transferor then notifies a new PTR Transfer in accordance with the present Article;
- This Transfer Notification is subjected to checks by both TSOs.

Deadline for Transfer Notification for PTR allocated in direction from Slovenia to Italy:

- Yearly, Monthly PTRs: D-3 till 12h00 working day (D: Day of Execution);

Article 6.02 PTR Resale

- **Characteristics of PTR Resale**

PTRs allocated by ELES through Yearly Auctions or resulting from PTR Transfer may be resold at Monthly or Daily Auctions.

PTRs allocated by ELES through Monthly Auctions or resulting from PTR Transfer may be resold at Daily Auctions.

PTRs allocated by TERNA through Yearly Auctions or resulting from PTR Transfer of PTRs assigned on yearly basis by TERNA may be resold at Monthly or Daily Auctions.

Minimum PTR that can be returned to TSOs:

- Yearly PTR can be returned as: Monthly product of the same type (base PTRs as base ones and peak PTRs as peak ones even if for a shorter period).
- Yearly and Monthly PTR can be returned as: Daily hourly PTRs.
- Daily product: resale is not possible.

The PTR Resale must be indicated without taking account of any programmed curtailment, such as those described in Article 2.05.

ELES and/or TERNA reserve the possibility of applying the conditions defined in Article 2.05

In the event of curtailments before a Monthly and Daily Auction, PTR Resale is reduced proportionally throughout the complete period concerned by the PTR Resale.

- **Financial arrangements**

User that resells Allocated Capacities to the TSO is entitled to financial compensation for the amount of the Clearing Price set at the new Auction.

ELES is entitled to make financial compensation also for Yearly PTRs allocated by TERNA.

- **Notification of Resale in direction from Slovenia to Italy**

Resale Notifications for yearly and monthly PTRs assigned by ELES must be notified to ELES via ETSO Scheduling System or exceptionally via fax.

Resale Notifications for yearly PTRs assigned by TERNA must be notified to TERNA via fax using the ANNEX X as application form.

PTRs have to be returned to the TSOs at least two (2) working days before the dead line for publication of Auction Specifications for Yearly, Monthly and/or Daily auction in accordance with these Auction Rules.

Article 6.03 Exceptional Circumstances

Exceptional circumstances shall be serious disturbance to the functioning of the IT System or devices used by the Auction Operator;

Exceptional circumstances may be the reason for changing, cancelling or suspending an Auction. In case of exceptional circumstances, the Auction Operator shall on the basis of internal regulations decide on necessary measures and forthwith inform all Users via telephone, fax or e-mail of the switch to down-graded mode. The TSOs will also publish information on their Auction Websites, if available.

If postponement of the Auction is not possible, according to downgrade mode, the auction is conducted via Fax according to the Notification of the Auction Operator.

Bids submitted prior to the switch to downgraded mode are deemed invalid and must be submitted again according to the conditions stipulated in the event of downgraded mode being adopted.

If the conditions stipulated in the event of downgraded mode being adopted cannot be implemented in time for a given Auction, that Auction is cancelled and all Bids already submitted are automatically can-celled.

Article 6.04 Cancellation of an Auction

If an Auction relating to Secondary PTR Market should be cancelled:

- For a PTR Resale at a Monthly Auction, the Reseller may regain the PTR and thus cancel the PTR Resale If however, the Monthly Auction is scheduled for a later date then the Resale Notifications are conserved;
- For a PTR Resale at a Daily Auction, the PTR Resale is definitively lost. The Reseller then receives indemnification up to 100% of the Clearing Price of the Auction at which the PTR was acquired. If the Reseller has initially obtained the PTR in the Secondary PTR Market, any former Transferors of this Resale PTR relinquish any compensation claims on this PTR.

Section VII. Capacity usage rules

Article 7.01 Notification of the Counterparty and PTR Nomination to TSO

Notification of the PTR holders' Counterparty to ELES and TERNA is needed for the Nomination consistency check.

The PTR holder designates his Counterparty and nominates PTRs as described in the following points.

a. Counterparty and PTR nomination for PTRs acquired through Yearly, Monthly Auctions

For PTRs Nominations from Slovenia to Italy, PTR holder can designate as his Counterparty(ies) a legal entity(ies) allowed to make nominations to the neighbouring TSOs (A-to-N).

1- Yearly and Monthly PTRs allocated by ELES in direction from Slovenia to Italy

The PTR holder/counterparty (ies) must nominate, to:

- ELES no later than 07:00 am on D-1
- TERNA according to the Italian Congestion Management Rules

2- Yearly PTRs allocated by TERNA in direction from Slovenia to Italy

The PTR holder must nominate to:

- TERNA according to the Italian Congestion Management Rules.
- The counterpartiy (ies) must nominate to ELES no later than 07:00 am on D-1.

The nomination made to ELES, according to Article 7.01 letters a.1, and a.2 is binding for PTR Holder and his Counterparty (ies).

In the event of a PTR Transfer, the new PTR holder must nominate his Counterparty and PTR following the above mentioned criteria.

PTRs not nominated to ELES till 07:00 am on D-1 are subject of "use it or loose it" method. PTRs that are not nominated are automatically returned to TSOs. Returned PTRs shall increase the Daily Interconnection Capacity and be a part of the Daily Auction.

b. Counterparty and PTR nomination for PTRs acquired through Daily Auctions

For PTRs Nominations from Slovenia to Italy and from Italy to Slovenia, the PTR holder will be considering himself (A to A) as Counterparty.

Nomination of PTRs acquired on the Daily Auction from Slovenia to Italy has to be done to.

- ELES no later than 02:00 pm on D-1
- TERNA according to the Italian Congestion Management Rules

PTRs acquired through Daily Auctions are subject to the "use it or loose it" principle.

The PTRs acquired on the Daily Auction from Italy to Slovenia will be construed as automatically Nominated (obligatory use of capacity allocated).

Article 7.02 Usage of PTRs acquired through Yearly, Monthly and Daily Auctions

(1) The PTRs holder and his Counterparty, must Nominate according to the modalities defined in the Slovenian Grid Code and in the Congestion Management Rules on the Italian Interconnection.

(2) The nomination made to ELES for Yearly and Monthly PTRs is binding for PTR holder and his Counterparty.

(3) If no Nomination is made at all, the claim to all PTRs purchased in the Auction by the PTR holder and/or to parts thereof shall lapse ("use it or lose it" principle). Unused PTRs will be sold through the Monthly or Daily Auctions. The Auction proceeds generated in this way will not be reimbursed to the respective former PTR holder.

(4) If no revised and valid Nomination is submitted in due time the Nomination of the PTR holder and his counterparty (ies) will be set to zero.

Section VIII. Settlement / Payment

Article 8.01 Financial Provisions

(a) Capacity Allocation via daily Auctions in direction from Italy to Slovenia

The Interconnection Capacity Prices will be billed, invoiced and accrued by late payment interest by TERNA to the PTR Holder as described below.

The PTR holder is required to pay TERNA the valuation equal to the product of:

- the Clearing Price of the Daily Auction;
- the duration in hours of the corresponding product;
- the Daily Interconnection Capacity obtained as result of the Auction.

The valuation is exclusive of tax and will be increased to include taxes and levies at the official rates in force.

(b) Issuance of invoices

No later than the 30th of each month M, TERNA sends to the PTR Holder an invoice including the amounts due for Capacity Allocated at Daily Auctions for the use during M-1.

Bids selected at Daily Auctions are invoiced all at once and grouped together on a single line per Daily Auction. The Unit Prices indicated in the invoice are therefore an average price provided as an indication only.

Invoices are sent to the PTR Holder, at the address indicated on the Statement of Acceptance.

The PTR Holder may Notify TERNA of any possible change in his invoice address. This change will take effect on the 1st Day of month M+1, on condition that Notification of this change of address has been received at least 7 Days before the end of Month M.

Issued invoices are sent in advance via fax or e-mail; in this case the delivery date will be the date resulting from sending devices.

(c) Invoice disputes

To be admissible, any claims made relative to an invoice must be notified by registered letter with acknowledgement of receipt to TERNA, within thirty (30) Days of the invoice's date of issue. Beyond this period, the invoice will be deemed to have been accepted by the PTR holder. The above-mentioned registered letter must contain a precise and detailed description of the grounds for the objection to the invoice.

(d) Payment condition

The PTR holder pays TERNA the sums invoiced within 30 days of the date of issue of the invoice, by bank transfer to the account specified in the invoice issued by TERNA.

Any bank charge relative to the settlement of the invoice is carried by the PTR holder.

(e) Late payment

Payment is deemed to have been made on the Day on which it appears on TERNA's bank statement, which is consulted every working day, provided the PTR holder has specified a correct invoice reference number.

The PTR holder is responsible for anticipating bank processing and payment registration times. TERNA will make every effort to minimise these times, but may not be held responsible if a period of two Working days elapses between the point at which the PTR holder makes payment (as defined in the paragraph above) and the point at which it is registered by TERNA.

If full payment is not received by the specified deadline, TERNA will send the PTR holder an official reminder (by Notification).

Furthermore, if payment is not received in full by the specified deadline plus fifteen (15) working Days, TERNA will invoke the Bank Guarantee by right.

(f) Interest on arrears

If the sums invoiced are not paid in full by the specified deadline, the said sums will be subject to interest without any further Notification of notice to pay being required.

The rate of interest, determined on the Day on which the invoice is sent, is equal to the interest rate applied by the European Central Bank at its most recent refinancing operation, plus 5 points.

This interest is calculated from the first Day following the expiry date, until the date on which the invoice is paid in full.

This interest will be increased to include taxes and levies in force.

Article 8.02 Settlement of Yearly, Monthly and Daily Auctions in the direction from Slovenia to Italy

The PTR Holder who fails to settle their liabilities pertaining to allocated transfer capacities will be excluded from any further auctions by the System Operator until the aforementioned participant has settled all his liabilities. In order to be again allowed to participate in the next auctions, the PTR Holder is also obliged to pay the difference, if negative, between Auction Price set on the first auction at which the capacity was allocated and the Auction Price set on the following Auctions where the capacity is once again allocated.

(a) Deposit Sub account

Coverage and financial settlement performed at the daily auctions are run through deposit sub account. Deposit sub account is a special type of bank account which is opened by the System Operator on its own

bank account for each and every participant at the auction when the latter decides to participate at the daily auctions. Deposit sub accounts are kept in Euro (EUR) currency.

Only the System Operator has a power of disposal with financial assets kept on deposit sub accounts, namely on the basis of irrevocable authorisation given by the User according to the format of ANNEX VIII which thus authorises the System Operator to dispose of these financial assets for the purposes of coverage and financial settlement arising from the auctions. The holders of deposit sub accounts are only allowed to deposit the money on their sub accounts.

Interests on financial assets kept on deposit sub accounts appertain to the holders of these sub accounts at the interest rate defined with a respective decree on interest rates in force and issued by the bank. The interests are remitted by the bank onto the deposit sub accounts of the Users on monthly basis.

In the event the deposit sub account holder wishes to withdraw financial assets or a part of the financial assets from their sub account, the bank enables them to do so after they have submitted a request previously approved by the System Operator.

After a User submits a written statement of withdrawal from cooperating at auctions and after the System Operator deprives the said User from accessing the auction system, the System Operator remits the money from the deposit sub account onto the aforementioned User's bank account.

The handling costs of the deposit sub accounts are covered by the System Operator.

(b) Coverage for daily auctions

The participants of daily auctions need to keep financial resources on their deposit sub accounts/Bank Guarantee as collateral for fulfilling the liabilities arising from allocated transfer capacities.

Before each auction, the Auction Operator needs to submit into Auction System all the information on net balance of financial assets kept on deposit sub accounts of the Users, namely by taking into account the net balance on deposit sub accounts at 6:00 am of the Auction day and disregarding any individual transfers or eventual changes in sub accounts' balance recorded after that time.

For Users who provided bank guarantee as an alternative to the use of deposit sub account, the Auction Operator submits into Auction System the amount of its bank guarantee.

The Users may place their bids at an auction; however, the amount of the said bids (together with VAT which is added by the trading application) may not exceed the balance of financial assets kept on deposit sub account/Bank Guarantee. Available coverage of the User is lowered with each submitted bid. The value of a bid which exceeds the available coverage is rejected and the participant of that auction is informed accordingly. The Users have an insight into current balance of financial assets on their deposit sub account/Bank Guarantee via trading application.

In the event the participant decides to participate at a number of auctions which are held at the same time, the bids placed at every auction – at which the participant partakes – are deducted from the available balance of financial assets kept on deposit sub account/Bank Guarantee or coverage of individual participant.

(c) Settlement for daily auctions

Settlement for daily auctions is performed after the auction gate closure. The System Operator is paid from deposit sub account appertaining to the User in the entire amount of liabilities arising from the auction in question.

User, who provided bank guarantee as an alternative to the use of deposit sub account, shall be invoiced on a weekly basis. The copy of the invoice will be sent by fax and subsequently by post. Invoices have to be paid no later than eight (8) days upon issuing.

(d) Settlement for monthly auctions

After the results of monthly auctions have been published, the System Operator shall issue an advance payment invoice to the User namely for the entire allocated period. Liabilities arising from allocated transfer capacities need to be settled by the Users within the set deadline and in the amount defined on the advance payment invoice, namely by remitting the outstanding amount onto the System Operator's bank account.

Payment deadline is set not later than two (2) working days before date of publication of Auction Specification for Daily PTRs referred to the same month of the not settled Monthly PTRs.

In the event a User fails to settle their liabilities within the set deadline, the entire transfer capacity allocated at the auction on the basis of which the advance payment invoice is issued, is deemed as unallocated and the Auction Operator shall offer such transfer capacity at future auctions.

(e) Settlement for yearly auctions

After the results of yearly auctions have been published, the system operator shall issue an advance payment invoice to all the PTR Holders of the allocated capacity. The advance payment invoices are then issued in equal monthly instalments. The first advance payment invoice is issued for the period of the first two months (September and October) while the remaining advance payment invoices are issued once a month. Liabilities arising from allocated transfer capacities need to be settled by the PTR Holder within the set deadline and in the amount defined on advance payment invoice, namely by remitting the outstanding amount onto the System Operator's bank account.

Payment deadline is set not later than two (2) working days before the date of publication of Auction Specification for PTRs referred to the same month of the not settled Monthly PTRs

In the event a PTR Holder fails to settle their liabilities within the set deadline, the entire transfer capacity allocated at the auction on the basis of which the advance payment invoice is issued, is deemed as unallocated and the Auction Operator shall offer such transfer capacity at future auctions.

Article 8.03 Exclusion of Set-off

A User is in principal not entitled to offset any debts that arise in connection with an Auction to any claim on a TSO, whether or not arising out of an Auction. Claims of the TSOs can only be set off against claims of the User which are uncontested or legally enforced.

Section IX. Miscellaneous

Article 9.01 Information / Notices

Any notice given under these Auction Rules is to be in writing and must be addressed to ELES and TERNA at the address mentioned in ANNEX III, except where these Auction Rules provide otherwise.

Article 9.02 Limitation of Liability

(2) ELES and TERNA, either jointly or severally, shall not be liable to a User for any damages resulting from a User's participating or not being able to participate in an Auction or in a PTR Transfer or in a PTR Resale, or from the results of the Auction and/or PTR Resale and/or PTR Transfer; or from an Auction not being held and a User shall hold harmless and indemnify ELES and TERNA, jointly and severally, in respect of claims regarding such damages from third parties.

(3) ELES and TERNA will provide the PTRs awarded by the Auction and/or the PTR Transfer and/or a PTR Resale within the scope of their possibilities. This provision is subject to the technical possibility of transmitting electricity, which can be affected by Force Majeure, unexpected external influences (e.g. extreme load flow changes) or other serious operational conditions (e.g. power plant outages on an unexpected scale). The impairment will only be remedied by technically/economically feasible and appropriate actions complying with the relevant national and international requirements.

(4) ELES and TERNA neither guarantee the completion of the Auction nor the completion of PTR Resale and/or PTR Transfer. The Auction and/or PTR Transfer and/or PTR Resale may be interrupted especially in the event of technical problems.

(5) ELES and TERNA shall only be liable for any damage or loss incurred by Users if it is the result of intent or gross negligence or culpable dereliction of an essential duty under these Auction Rules in a way putting the conduct of the Auction at risk. If ELES and TERNA are liable for the dereliction of an essential duty under these Auction Rules without gross negligence or intent, the liability shall be limited to direct and documented damages. This limitation of liability shall apply in the same way to any damage or losses caused by the gross negligence of employees of ELES and TERNA who are no managing directors, Executive Board members or executive staff of these companies.

(6) In no way shall the awarding of PTRs pursuant to these Auction Rules be considered or construed to mean or imply that the User is entitled to have electricity transports carried out, or that transport failures or restrictions are or imply a failure to supply Interconnection Capacity which has been awarded in an Auction.

(7) ELES and TERNA, either jointly or severally, do not assume responsibility for the arrival of Bids and/or Transfer Notifications and/or Resale Notifications in time nor do they warrant – although they will try to prevent to the best of their abilities – that the information contained therein, despite being treated as confidential, will not come to the knowledge of third parties.

Article 9.03 Confidentiality

The TSOs shall treat all information disclosed to themselves pursuant to these Rule as confidential and they will refrain from disclosing such information to any third party without the prior consent of the User concerned.

Paragraph (1) shall not apply to disclosure of information to European Union institutions, governmental, regulatory authorities and court having jurisdiction on the above matters insofar as such disclosure is mandatory, nor to the disclosure of information to a court-of-law or an arbitrator insofar as such disclosure is ordered by the court or the arbitrator or is necessary for supporting a claim or defending against a claim.

Article 9.04 Severability

If any part of these Auction Rules is by a public authority or court found to be invalid, illegal or unenforceable, the remaining part shall continue to be valid and enforceable to the extent permitted by law.

Article 9.05 Applicable Law and Disputes

(1) Disputes concerning the rights and duties arising for the Auction Operator and the Users under these Auction Rules shall be settled by an ordinary court.

(2) These Auction Rules and Auctions that take place hereunder are governed exclusively by Italian law for the allocation of Capacity from Italy to Slovenia and by Slovenian law with regard to the allocation from Slovenia to Italy.

Article 9.06 Force Majeure

A Force Majeure events shall be construed as any unforeseeable event or situation beyond the reasonable control of the Parties and not due to a fault of such Parties which cannot reasonably be avoided or overcome, and which makes it impossible for one or several Parties to fulfil, temporarily or definitively, its or their obligations hereunder in accordance with the terms of the Auction Rules.

The Party which invokes a Force Majeure event shall send the other Party notification describing the nature of the Event of Force Majeure and its probable duration.

The obligations of Parties subject to a Force Majeure event, with the exception of confidentiality obligations defined in Article 9.03, shall be suspended from the date of receipt of the aforementioned notification.

The Parties can in no circumstances be held responsible or held liable to pay any compensation for damage suffered, due to the non-performance or faulty performance of all or part of their obligations, when such non-performance or faulty performance is due to an event of Force Majeure.

The Party, which invokes a Force Majeure event, shall make every possible effort to limit the consequences and duration of the event.

If a Force Majeure Event lasts for more than thirty (30) Days, either Party may terminate its participation to Auction Rules by sending a registered mail with acknowledgement of receipt, if the event adversely affects the essential obligations of the Parties under the present Auction Rules.

Article 9.07 Amendment of Rules

These Rules are subject to the technical and legal conditions at the time of their creation. If these conditions change materially, in particular due to legal requirements, action by authorities or Rules imposed by the regulatory authority and/or agreements between the associations of the electricity industry at national or international level, or if the auctioning process is enhanced, the rules will be amended. Subject that the Users has not notified the Auction Operator of his will to terminate the Statement of Acceptance, such amended rules will become effective upon publication by the TSOs on their respective websites, after consulting with the Users and approval by the Regulatory bodies in both countries, if necessary.

ANNEX I. - Statement of acceptance

Auction Participant (User): ______________________________

(Name, Position, Address)

EIC -Code-Nr.: ______________________________

We hereby declare our intention to participate in the auction of available interconnection capacity for electricity transfers between Slovenia and Italy. We fulfil all participation requirements of the Slovenian Italian Interconnection Capacity Access Rules. Moreover, we have read and fully accept to abide and to be bound by all rules and regulations and IT requirements of the Slovenian-Italian Interconnection Capacity Access Rules, which have been published on the Auctions Websites.

We acknowledge that our admission to participate in the auction may be withdrawn in case regulations of the Slovenian-Italian Interconnection Capacity Access Rules are breached. We will provide all securities and guarantees required by the Slovenian-Italian Interconnection Capacity Access Rules.

Moreover, we have read and fully accept to abide and to be bound by all rules and regulations and IT requirements of the **English version of** Slovenian-Italian Interconnection Capacity Access Rules, which have been published on the Auction Operators Websites.

____

Date

Name and Position

____

Signature

ANNEX II. – Bank Guarantee

A. Italian First Demand Guarantee

To be returned to the following address:…

[__________][(1)] a company incorporated under [__________] [(2)], law, its registered offices being located at [__________], represented by [__________][(3)] (the "Guarantor") undertakes, by virtue of the present document, irrevocably and unconditionally, by order and on behalf of [__________][(4)], company incorporated under [__________]([5]) (registration number [__________]) (the "Originator") to pay TERNA Rete Elettrica Nazionale SpA, limited company with capital of €…………………, Via………………………, n………, PIVA ………, (the "Beneficiary"), independently of the validity of the legal effects of the Statement of Acceptance, signed by the Originator (the "Agreement"), upon first demand, in accordance with the conditions below and without asserting any exception or objection, resulting from the Agreement, any sum up to a maximum amount of:

[__________][(6)],

including interest, costs and ancillary charges, (the "Guaranteed Amount") in the event of failure by the Originator to respect any of its obligations with regard to the Auction Rules.

Modification or removal of factual or legal relations or links that may exist as of this day between the Guarantor and the Originator, may not release us from the present guarantee.

All the provisions of the present undertaking will retain their full effect, irrespective of any change in the financial or legal status of the originator.

The present guarantee may be invoked from the date of the present document until ………[7] inclusive (the "Expiry Date").

---

(1) Company name of the banking establishment issuing the Bank Guarantee.

(2) Nationality of applicable law.

(3) Name of the authorised representative.

(4) Company name of the User.

(5) Nationality of applicable law.

(6) Amount of the Bank Guarantee.

(7) Expiry date should be:

- the 31st of March 2008 for the guarantee covering 1/6 of all outstanding debts resulting from the Yearly Auction of PTRs from Italy to Slovenia for the year 2007.
- The last day of the third month following the month the Monthly Auction has been held for the guarantee covering all outstanding debts resulting from the Monthly Auction of PTRs from Italy to Slovenia for the year 2007.

The demand for payment must be sent to the Guarantor by registered letter with acknowledgement of receipt (the "Letter of Invocation of Guarantee"). The Guarantor must receive this letter no later than the Expiry Date.

The present guarantee will become null and void at the Expiry Date, irrespective of whether or not it has been returned to us by such date.

The Guarantor may only be released from the obligations incumbent upon it under the terms of the present guarantee before the Expiry Date, if the Beneficiary gives its written consent.

Any payment must be made within the 10 working days following receipt of the Letter of Invocation of Guarantee with the same credit value. The Guarantor will carry out this payment in compliance with the instructions contained in the Letter of Invocation of Guarantee.

Reasonable and duly justified costs relative to the present guarantee will be borne by the Guarantor.

The present guarantee is governed by Italian law. For interpretation and execution of the present document, the………………….. will be competent.

Done in ………………., on……………….

Signature of Guarantor

B. Slovenian Bank Guarantee

Payment guarantee No.…

Name of the bank – Guarantor: …………………………..

Applicant: …………………….

Beneficiary: Elektro – Slovenija, d.o.o., Ljubljana, Hajdrihova 2, Slovenia

Amount: EUR....

Expiry Date:

We …(the Bank) have been informed that our Client (Messrs….) will participate on an Auction for available transmission capacities at the Slovene – Italian interconnection.

In accordance with the Auction Rules published on the web site www.eles.si. and as a security for their obligations a guarantee by a bank shall be furnished.

At the request of ….. (Applicant), we ……(the Bank) hereby irrevocably and unconditionally undertake to pay to you on your first demand, waiving all rights of objection and defense, any amount up to a maximum of

EUR…………

upon receipt of your written request, stating that the amount claimed has fallen due and that …… (the Applicant) have failed to fulfil their obligations.

For the purpose of identification, your request for payment has to be presented through the intermediary of a first rate bank confirming that the signatures are legally binding upon your firm. If, in this respect, such bank will make use of swift, it will have to transmit, in any case, the full request for payment and to confirm at the same time that the original of this document, legally binding upon your firm, has been forwarded to us.

The total amount of this guarantee will be reduced by any payment effected by us hereunder.

The demand for payment must be received no later than the Expiry date. The present guarantee will become null and void at the Expiry Date, irrespective of whether or not it has been returned to us by such date.

We (the Guarantor) may only be released from the obligations under the terms of the present guarantee before the Expiry Date, if the Beneficiary gives its written consent.

Any payment must be made within the 7 working days following receipt of demand for payment.

This guarantee is governed by Slovenian law, place of jurisdiction is Ljubljana.

Signature of the Guarantor

ANNEX III. : Contacts for TERNA and ELES

TERNA
Operation Italia - Programmazione E Energy Operation
Via Arno 64,
00198 Roma - Italy

Fax: Fax: +39 06 8165.5712
Auction.office@terna.it

Elektro-Slovenia, d.o.o.
Hajdrihova 2,
1000 Ljubljana – Slovenia

Telephone Nr.: +386 1 474 2117
Fax: +386 1 474 2142
E-mail: upo.so@eles.si

ANNEX IV. - Description of TERNA Auction Tool

Users connect to the Auction Tool via Internet using the secure https protocol, by entering the address of the Auction Tool website.

Once on the Auction Tool website (http://procedure.grtn.it), Users must identify themselves by entering a valid username and password. Authentication details are given by the Auction Administrator following training for the User and/or its Submitters.

Once this is done, the User can access the scheduled Auctions. Bids can be submitted in two ways:

1) Submitting a Bid file that has already been pre-completed by the User
2) Downloading the Bid file corresponding to the Auction from the Auction Tool website; in this case the User must complete and submit the file to the Auction Tool.

ANNEX V. TERNA Auction tool Downgraded mode

Downgraded mode for Yearly and Monthly Auctions

- If the Auction Administrator is unable to hold Yearly and Monthly Auctions under the standard conditions stipulated, the Auction Operator Notifies the Users of the switch to Downgraded mode and indicates the Auction Specification, it being understood that, exceptionally, the Users submit by fax a Bid file including a single Bid for the Auction.

ANNEX VI. REQUEST TO PARTICIPATE TO THE AUCTIONS

In application of Statement of Acceptance, ______________________[1] wishes to participate in Auctions in direction:

-(a) ☐ ***from Slovenia to Italy selected below:***

Case a.1 : ☐ Yearly Auction only

Case a.2 : ☐ Monthly Auction only

Case a.3 : ☐ Daily Auction

-(b) ☐ ***from Italy to Slovenia selected below:***

Case b.1 : ☐ Daily Auction only

[1] Company name of the User.

ANNEX VII. Public Italian and Slovenian holidays 2007

Date:	**Description:**
31.10.2007	Reformation Day
01.11.2007	All Saints' Day
08.12.2007	Immaculate Conception
25.12.2007	Christmas
26.12.2007	St. Stephen's Day

ANNEX VIII. : IRREVOCABLE AUTHORIZATION

Pursuant to the provisions of the Rules on the Mode and Conditions of Cross-border Transfer Capacities Allocation dated ___________ and in accordance with the rules and regulations of the system operator, Elektro-Slovenija, d.o.o.,

(company name) ____, represented by ______________________________

hereby issues to

the company ELEKTRO-SLOVENIJA, d.o.o., Hajdrihova 2, 1000 Ljubljana, represented by Vitoslav Türk, M.Sc.

the following

IRREVOCABLE AUTHORIZATION

for the unrestricted disposal of funds deposited on subaccount no. SI56290000152003028____ of deposit transaction account no. SI56290000152003028 held by ELEKTRO-SLOVENIJA, d.o.o., Hajdrihova 2, 1000 Ljubljana.

Place: ___________, Date: _________

____

(Signature of representative of auctions participant)

ANNEX IX. : APPLICATION FORM FOR TRANSFER NOTIFICATIONS

SECONDARY MARKET: NOTIFICATION OF A CAPACITY TRANSFER

This Notification must be sent by fax (n. Fax: +39 06 8165 5661) to TERNA - Direzione Operation Italia - Dispacciamento e Conduzione - Programmazione e Energy Operations - Contratti - Estero

TRANSFEROR NAME	
TRANSFEROR'S EIC CODE	
BENEFICIARY NAME	
BENEFICIARY'S EIC CODE	
CAPACITY	From Slovenia to Italy
AUCTION	Yearly Base allocated by TERNA
TRANSFER START DATE (format: DD/MM/YYYY)	
TRANSFER END DATE (format: DD/MM/YYYY)	
HOURLY PERIOD	CAPACITY TO BE TRANSFERRED IN MW
0 - 1	
1 - 2	
2 - 3	
3 - 4	
4 - 5	
5 - 6	
6 - 7	
7 - 8	
8 - 9	
9 - 10	
10 - 11	
11 - 12	
12 - 13	
13 - 14	
14 - 15	
15 - 16	
16 - 17	
17 - 18	
18 - 19	
19 - 20	
20 - 21	
21 - 22	
22 - 23	
23 - 24	

Confirmation done by nominated companies

	Transferor	Beneficiary
Company name		
Date		
Name and Surname of signer		
Signature		

ANNEX X. : APPLICATION FORM FOR RESALE NOTIFICATIONS

SECONDARY MARKET: NOTIFICATION OF A CAPACITY RESALE

This Notification must be sent by fax (n. Fax: +39 06 8165 5661) to TERNA - Direzione Operation Italia - Dispacciamento e Conduzione - Programmazione e Energy Operations - Contratti - Estero

-

RESELLER NAME	
RESELLER'S EIC CODE	
AUCTION at wich the Capacity to be Resold was allocated	Yearly Base from Slovenia to Italy held by TERNA
AUCTION at wich the Capacity will be Resold	Monthly Auction from Slovenia to Italy
RESALE START DATE	
RESALE END DATE	

Date	
Name and Surname of signer	
Signature	

SECONDARY MARKET: NOTIFICATION OF A CAPACITY RESALE

This Notification must be sent by fax (n. Fax: +39 06 8165 5661) to TERNA - Direzione Operation Italia - Dispacciamento e Conduzione - Programmazione e Energy Operations - Contratti - Estero

RESELLER NAME	
RESELLER'S EIC CODE	
AUCTION at wich the Capacity to be Resold was allocated	Yearly Base from Slovenia to Italy held by TERNA
AUCTION at wich the Capacity will be Resold	Daily Auction from Slovenia to Italy
RESALE START DATE	
RESALE END DATE	

HOURLY PERIOD	CAPACITY TO BE RESOLD IN MW
0 - 1	
1 - 2	
2 - 3	
3 - 4	
4 - 5	
5 - 6	
6 - 7	
7 - 8	
8 - 9	
9 - 10	
10 - 11	
11 - 12	
12 - 13	
13 - 14	
14 - 15	
15 - 16	
16 - 17	
17 - 18	
18 - 19	
19 - 20	
20 - 21	
21 - 22	
22 - 23	
23 - 24	

Date	
Name and Surname of signer	
Signature	

DELIBERAZIONE 26 luglio 2007.

Nomina del Presidente e dei Componenti del Comitato di Gestione e del Collegio dei Revisori della Cassa conguaglio per il settore elettrico. (Deliberazione n. 195/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 26 luglio 2007

Visti:

- il decreto legislativo del Capo provvisorio dello Stato 15 settembre 1947, n. 396;
- il decreto legislativo 26 gennaio 1948, n. 98 e, in particolare, l'articolo 2;
- la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;
- la legge 25 novembre 1971, n. 1041;
- la legge 29 ottobre 1984, n. 720;
- il decreto legislativo 27 gennaio 1992, n. 88 e, in particolare, l'articolo 1;
- la legge 23 dicembre 1993, n. 559 e, in particolare, l'articolo 24;
- la legge 14 novembre 1995 n. 481 e, in particolare, l'articolo 3, commi 1 e 6;
- la legge 3 aprile 1997, n. 94, recante modifiche alla legge 468/78 che riguarda norme di contabilità generale dello Stato in materia di bilancio;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 febbraio 2007 n. 22/07 pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Serie generale, n. 71 del 26 marzo 2007, (di seguito deliberazione n. 22/07), recante il nuovo Regolamento di organizzazione e funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa);
- la deliberazione dell'Autorità 15 settembre 2004, n. 165/04 (di seguito: deliberazione n. 165/04);
- la sentenza del Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia 5 giugno 2007, n. 54/07 con il quale lo stesso Tribunale ha respinto il ricorso n. 598/2007 avverso la deliberazione n. 22/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 160/07 (di seguito deliberazione n. 160/07), con la quale l'Autorità ha sottoposto al Ministro dell'Economia e delle Finanze, ai fini dell'acquisizione della necessaria intesa, le proprie determinazioni in ordine alla nomina del Presidente e dei componenti del Comitato di Gestione e del Collegio dei revisori della Cassa.

Considerato che:

- il nuovo Regolamento di organizzazione e funzionamento della Cassa di cui alla deliberazione n. 22/07 prevede, all'articolo 12, comma 12.1, che entro sessanta

giorni dall'entrata in vigore del Regolamento sono nominati i nuovi componenti degli Organi Collegiali, con contestuale decadenza di quelli in carica;

- ai sensi dell'articolo 4, comma 4.1, della deliberazione n. 22/07, il Comitato di Gestione della Cassa è composto dal Presidente e da due componenti;
- ai sensi dell'articolo 5, comma 5.1, della deliberazione n. 22/07, il Collegio dei revisori della Cassa è composto da tre componenti effettivi e due componenti supplenti e il Ministro dell'Economia e delle Finanze nomina il Presidente del medesimo Collegio scegliendolo tra i componenti effettivi;
- ai sensi dell'articolo 5, comma 5.3, della deliberazione n. 22/07, i componenti del Collegio dei revisori sono scelti tra gli iscritti al Registro dei revisori contabili di cui all'articolo 1 del decreto legislativo 27 gennaio 1992, n. 88 o tra persone in possesso di specifica professionalità nel settore e che un componente effettivo ed un componente supplente sono individuati tra i dirigenti ed i funzionari del Dipartimento della Ragioneria Generale dello Stato, presso il Ministero dell'Economia e delle Finanze;
- ai sensi dell'articolo 6, comma 6.1, della deliberazione n. 22/07, il Presidente e i componenti degli organi collegiali della Cassa sono nominati per un triennio dall'Autorità, d'intesa con il Ministero dell'Economia e delle Finanze e sono scelti fra persone dotate di alta e riconosciuta professionalità e competenza in materia economica, giuridica, contabile o finanziaria, energetica (settori gas ed energia elettrica).

Considerato che:

- con nota del 13 luglio 2007, prot. 0096256 (prot. Autorità 018743 del 23 luglio 2007) il Ministro dell'Economia e delle Finanze ha segnalato quale Presidente del Collegio dei revisori della Cassa, la dott.ssa Daniela Galli;
- con nota in data 20 luglio 2007, prot. n. 18378 (prot. Autorità 018901 del 24 luglio 2007) il Ministro dell'Economia e delle Finanze ha rilasciato la prevista intesa alle nomine dei componenti degli organi collegiali della Cassa, come decise dall'Autorità con la deliberazione n. 160/07.

Ritenuto:

- di mantenere l'importo del compenso, da corrispondere ai componenti degli organi collegiali della Cassa per le attività svolte, pari a quello determinato con la deliberazione n. 165/04

DELIBERA

1. di nominare il Presidente e i componenti del Comitato di gestione, nonché il Presidente e i componenti effettivi e supplenti del Collegio dei revisori della Cassa conguaglio per il settore elettrico, nelle persone di:
   - Presidente del Comitato di gestione: gen. prof. Salvatore D'Amato;
   - componenti del Comitato di gestione: ing. Gilberto Dialuce e comm. Vincenzo Pazzi;
   - Presidente del Collegio dei revisori: dott.ssa Daniela Galli

- componenti effettivi del Collegio dei revisori: prof. Maurizio Paternò di Montecupo e dr. Calogero Mauceri;
- componenti supplenti del Collegio dei revisori: dott. Renato Tucci e dott.ssa Laura Vecchi;

2. di stabilire che le nomine di cui al punto precedente abbiano effetto dalla data della presente deliberazione e, se in data successiva, per ciascuno dei soggetti di cui al punto 1, dalla data della loro accettazione;
3. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dell'Economia e delle Finanze ed ai componenti degli Organi Collegiali nominati;
4. di pubblicare la presente deliberazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www. Autorita.energia.it)

Milano, 26 luglio 2007

Il Presidente: Ortis

07A07123

AUGUSTA IANNINI, *direttore* FRANCESCO NOCITA, *redattore*

(G703170/1) Roma, 2007 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

I S T I T U T O   P O L I G R A F I C O   E   Z E C C A   D E L L O   S T A T O

LIBRERIE CONCESSIONARIE PRESSO LE QUALI È IN VENDITA LA GAZZETTA UFFICIALE

cap	località	libreria	indirizzo	pref.	tel.	fax
00041	**ALBANO LAZIALE (RM)**	LIBRERIA CARACUZZO	Corso Matteotti, 201	06	9320073	93260286
60121	**ANCONA**	LIBRERIA FOGOLA	Piazza Cavour, 4-5-6	071	2074606	2060205
81031	**AVERSA (CE)**	LIBRERIA CLA.ROS	Via L. Da Vinci, 18	081	8902431	8902431
70124	**BARI**	CARTOLIBRERIA QUINTILIANO	Via Arcidiacono Giovanni, 9	080	5042665	5610818
70121	**BARI**	LIBRERIA EGAFNET.IT	Via Crisanzio, 16	080	5212142	5243613
13900	**BIELLA**	LIBRERIA GIOVANNACCI	Via Italia, 14	015	2522313	34983
40132	**BOLOGNA**	LIBRERIA GIURIDICA EDINFORM	Via Ercole Nani, 2/A	051	4218740	4210565
40124	**BOLOGNA**	LIBRERIA GIURIDICA - LE NOVITÀ DEL DIRITTO	Via delle Tovaglie, 35/A	051	3399048	3394340
21052	**BUSTO ARSIZIO (VA)**	CARTOLIBRERIA CENTRALE BORAGNO	Via Milano, 4	0331	626752	626752
91022	**CASTELVETRANO (TP)**	CARTOLIBRERIA MAROTTA & CALIA	Via Q. Sella, 106/108	0924	45714	45714
95128	**CATANIA**	CARTOLIBRERIA LEGISLATIVA S.G.C. ESSEGICI	Via F. Riso, 56/60	095	430590	508529
88100	**CATANZARO**	LIBRERIA NISTICÒ	Via A. Daniele, 27	0961	725811	725811
66100	**CHIETI**	LIBRERIA PIROLA MAGGIOLI	Via Asinio Herio, 21	0871	330261	322070
22100	**COMO**	LIBRERIA GIURIDICA BERNASCONI - DECA	Via Mentana, 15	031	262324	262324
87100	**COSENZA**	LIBRERIA DOMUS	Via Monte Santo, 70/A	0984	23110	23110
50129	**FIRENZE**	LIBRERIA PIROLA già ETRURIA	Via Cavour 44-46/R	055	2396320	288909
71100	**FOGGIA**	LIBRERIA PATIERNO	Via Dante, 21	0881	722064	722064
16121	**GENOVA**	LIBRERIA GIURIDICA	Galleria E. Martino, 9	010	565178	5705693
95014	**GIARRE (CT)**	LIBRERIA LA SEÑORITA	Via Trieste angolo Corso Europa	095	7799877	7799877
73100	**LECCE**	LIBRERIA LECCE SPAZIO VIVO	Via Palmieri, 30	0832	241131	303057
74015	**MARTINA FRANCA (TA)**	TUTTOUFFICIO	Via C. Battisti, 14/20	080	4839784	4839785
98122	**MESSINA**	LIBRERIA PIROLA MESSINA	Corso Cavour, 55	090	710487	662174
20100	**MILANO**	LIBRERIA CONCESSIONARIA I.P.Z.S.	Galleria Vitt. Emanuele II, 11/15	02	865236	863684

Segue: **LIBRERIE CONCESSIONARIE PRESSO LE QUALI È IN VENDITA LA GAZZETTA UFFICIALE**

cap	località	libreria	indirizzo	pref.	tel.	fax
80134	**NAPOLI**	LIBRERIA LEGISLATIVA MAJOLO	Via Tommaso Caravita, 30	081	5800765	5521954
28100	**NOVARA**	EDIZIONI PIROLA E MODULISTICA	Via Costa, 32/34	0321	626764	626764
90138	**PALERMO**	LA LIBRERIA DEL TRIBUNALE	P.za V.E. Orlando, 44/45	091	6118225	552172
90138	**PALERMO**	LIBRERIA S.F. FLACCOVIO	Piazza E. Orlando, 15/19	091	334323	6112750
90145	**PALERMO**	LA LIBRERIA COMMISSIONARIA	Via S. Gregorietti, 6	091	6859904	6859904
90133	**PALERMO**	LIBRERIA FORENSE	Via Maqueda, 185	091	6168475	6177342
43100	**PARMA**	LIBRERIA MAIOLI	Via Farini, 34/D	0521	286226	284922
06087	**PERUGIA**	CALZETTI & MARIUCCI	Via della Valtiera, 229	075	5997736	5990120
29100	**PIACENZA**	NUOVA TIPOGRAFIA DEL MAINO	Via Quattro Novembre, 160	0523	452342	461203
59100	**PRATO**	LIBRERIA CARTOLERIA GORI	Via Ricasoli, 26	0574	22061	610353
00192	**ROMA**	LIBRERIA DE MIRANDA	Viale G. Cesare, 51/E/F/G	06	3213303	3216695
00187	**ROMA**	LIBRERIA GODEL	Via Poli, 46	06	6798716	6790331
00187	**ROMA**	STAMPERIA REALE DI ROMA	Via Due Macelli, 12	06	6793268	69940034
63039	**SAN BENEDETTO D/T (AP)**	LIBRERIA LA BIBLIOFILA	Via Ugo Bassi, 38	0735	587513	576134
10122	**TORINO**	LIBRERIA GIURIDICA	Via S. Agostino, 8	011	4367076	4367076
36100	**VICENZA**	LIBRERIA GALLA 1880	Viale Roma, 14	0444	225225	225238

MODALITÀ PER LA VENDITA

La «Gazzetta Ufficiale» e tutte le altre pubblicazioni dell'Istituto sono in vendita al pubblico:

- **presso l'Agenzia dell'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. in ROMA, piazza G. Verdi, 10 - ☎ 06 85082147;**
- **presso le librerie concessionarie indicate (elenco consultabile sul sito www.ipzs.it)**

L'Istituto conserva per la vendita le Gazzette degli ultimi 4 anni fino ad esaurimento. Le richieste per corrispondenza potranno essere inviate a:

Funzione Editoria - U.O. DISTRIBUZIONE
Attività Librerie concessionarie, Vendita diretta e Abbonamenti a periodici
Piazza Verdi 10, 00198 Roma
fax: 06-8508-4117
e-mail: editoriale@ipzs.it

avendo cura di specificare nell'ordine, oltre al fascicolo di GU richiesto, l'indirizzo di spedizione e di fatturazione (se diverso) ed indicando il codice fiscale per i privati. L'importo della fornitura, maggiorato di un contributo per le spese di spedizione, sarà versato in contanti alla ricezione.

Le inserzioni, come da norme riportate nella testata della parte seconda, si ricevono con pagamento anticipato, presso le agenzie in Roma e presso le librerie concessionarie.

Per informazioni, prenotazioni o reclami attinenti agli abbonamenti oppure alla vendita della *Gazzetta Ufficiale* bisogna rivolgersi direttamente all'Amministrazione, presso l'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato - Piazza G. Verdi, 10 - 00100 ROMA

Gazzetta Ufficiale Abbonamenti	Vendite	Ufficio inserzioni	Numero verde
☎ 800-864035 - Fax 06-85082520	☎ 800-864035 - Fax 06-85084117	☎ 800-864035 - Fax 06-85082242	☎ 800-864035

GAZZETTA UFFICIALE
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2007 (salvo conguaglio) (*)

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

		CANONE DI ABBONAMENTO		
Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari:			
	(di cui spese di spedizione € 257,04)	- annuale	€	**438,00**
	(di cui spese di spedizione € 128,52)	- semestrale	€	**239,00**
Tipo A1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi:			
	(di cui spese di spedizione € 132,57)	- annuale	€	**309,00**
	(di cui spese di spedizione € 66,28)	- semestrale	€	**167,00**
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale:			
	(di cui spese di spedizione € 19,29)	- annuale	€	**68,00**
	(di cui spese di spedizione € 9,64)	- semestrale	€	**43,00**
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE:			
	(di cui spese di spedizione € 41,27)	- annuale	€	**168,00**
	(di cui spese di spedizione € 20,63)	- semestrale	€	**91,00**
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali:			
	(di cui spese di spedizione € 15,31)	- annuale	€	**65,00**
	(di cui spese di spedizione € 7,65)	- semestrale	€	**40,00**
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni:			
	(di cui spese di spedizione € 50,02)	- annuale	€	**167,00**
	(di cui spese di spedizione € 25,01)	- semestrale	€	**90,00**
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, ed ai fascicoli delle quattro serie speciali:			
	(di cui spese di spedizione € 383,93)	- annuale	€	**819,00**
	(di cui spese di spedizione € 191,46)	- semestrale	€	**431,00**
Tipo F1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali:			
	(di cui spese di spedizione € 264,45)	- annuale	€	**682,00**
	(di cui spese di spedizione € 132,22)	- semestrale	€	**357,00**

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
Integrando con la somma di € **80,00** il versamento relativo al tipo di abbonamento alla *Gazzetta Ufficiale* - parte prima - prescelto, si riceverà anche l'**Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2007.**

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI
(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita:		
serie generale	€	1,00
serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo serie speciale, *concorsi,* prezzo unico	€	1,50
supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo Bollettino Estrazioni, ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€	6,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

5ª SERIE SPECIALE - CONTRATTI ED APPALTI

(di cui spese di spedizione € 127,00)	- annuale	€	**295,00**
(di cui spese di spedizione € 73,00)	- semestrale	€	**162,00**

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II

(di cui spese di spedizione € 39,40)	- annuale	€	**85,00**
(di cui spese di spedizione € 20,60)	- semestrale	€	**53,00**

Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione) € 1,00
I.V.A. 20% inclusa

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo	€	**190,00**
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni - SCONTO 5%	€	**180,50**
Volume separato (oltre le spese di spedizione)	€	18,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.

RESTANO CONFERMATI GLI SCONTI IN USO APPLICATI AI SOLI COSTI DI ABBONAMENTO

ABBONAMENTI UFFICI STATALI
Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.